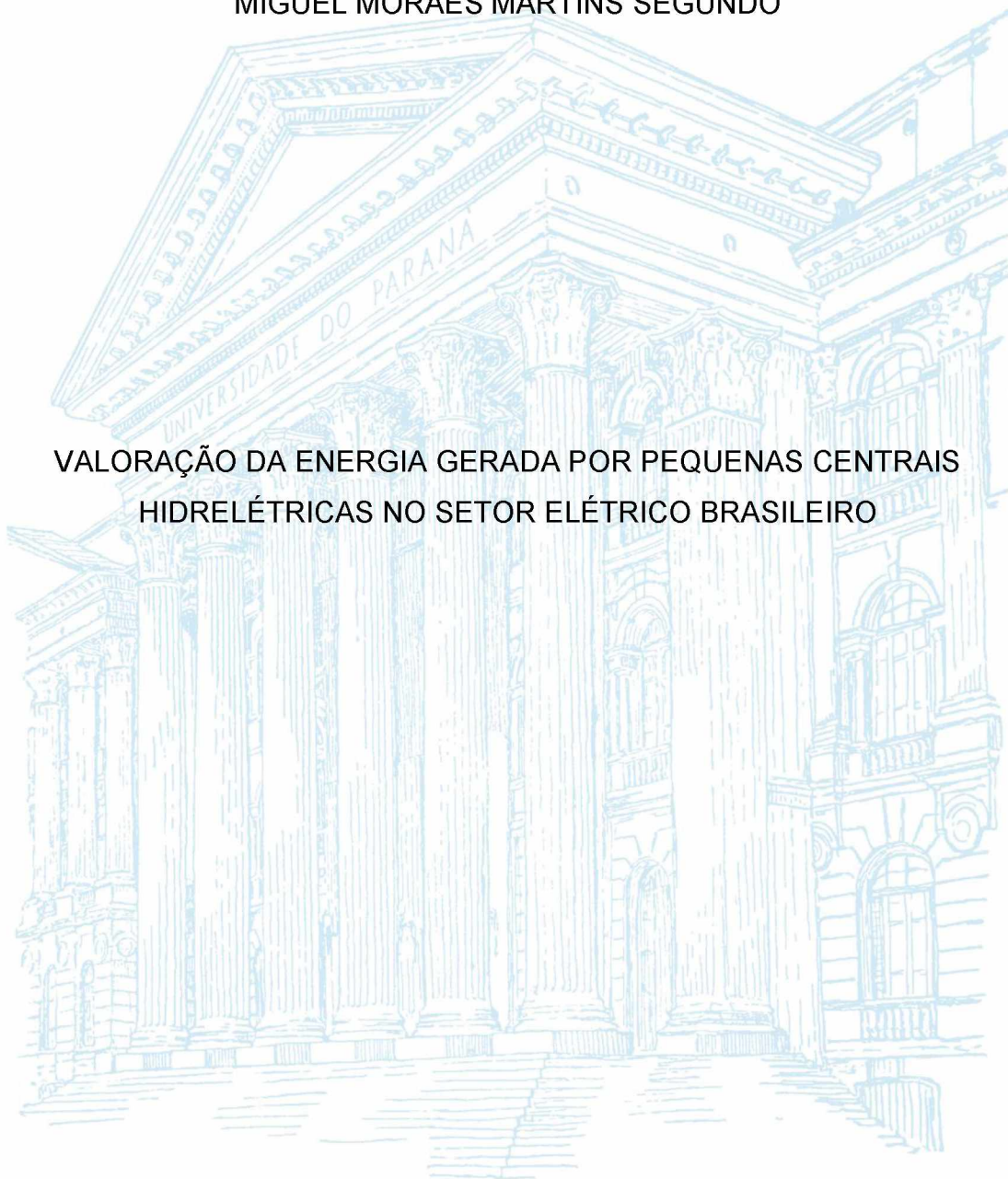


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

MIGUEL MORAES MARTINS SEGUNDO

VALORAÇÃO DA ENERGIA GERADA POR PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



CURITIBA

2018

MIGUEL MORAES MARTINS SEGUNDO

VALORAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA POR PEQUENAS CENTRAIS
HIDRELÉTRICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, PhD.

CURITIBA
2018

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

M386v

Martins Segundo, Miguel Moraes

Valoração da energia gerada por pequenas centrais
hidrelétricas no setor elétrico brasileiro / Miguel Moraes Martins Segundo.
– Curitiba, 2018.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de
Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos
Hídricos e Ambiental, 2018.

Orientador: Marcelo Rodrigues Bessa.

1. Usinas hidrelétricas. 2 Energia elétrica. 3. Eletricidade .
I. Universidade Federal do Paraná. II. Bessa, Marcelo Rodrigues. III.
Título.

CDD: 333.914

Bibliotecária: Vanusa Maciel CRB- 9/1928

TERMO DE APROVAÇÃO

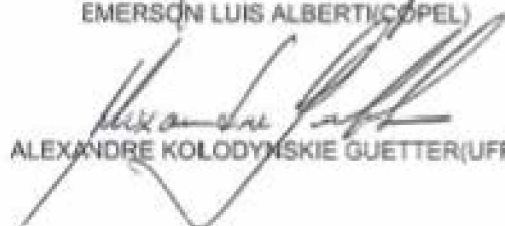
Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **MIGUEL MORAES MARTINS SEGUNDO**, intitulada: **VALORAÇÃO DA ENERGIA GERADA POR PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**, após terem inquirido a aluna e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua aprovação no rito de defesa.

A outorga do título de Mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 28 de Março de 2018.


MARCELO RODRIGUES BESSA(UFPR)
(Presidente da Banca Examinadora)


EMERSON LUIS ALBERTI(COPEL)


ALEXANDRE KOLODYNISKIE GUETTER(UFPR)


DANIEL HENRIQUE MARCO DETZEL(UFPR)


KLAUS DE GEUS(COPEL)

Dedico este trabalho à minha mãe e à minha avó Vera.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe e minha avó Vera pelo amor incondicional, dedicação e carinho, que me fizeram chegar até aqui. Vocês são tudo na minha vida. Obrigado por acreditarem em mim e estarem comigo sempre! Esse trabalho é por vocês e para vocês.

Ao meu pai pelo amor, amizade e suporte financeiro. Muito obrigado por toda a ajuda.

Ao Professor Marcelo Bessa, meu orientador e amigo. Agradeço do fundo do coração por todos os ensinamentos acadêmicos, profissionais e pessoais. Obrigado pela paciência, compreensão e motivação. E ainda pela oportunidade de poder estudar aquilo que eu realmente gosto.

Ao meu sócio, irmão e melhor amigo Plauto Neto. É uma honra estar ao seu lado todos os dias compartilhando conhecimento, objetivos e sonhos. Obrigado por tudo sempre!

Ao Professor Cristóvão Fernandes. Como o pai exemplar que é para sua filha Victória, foi como um pai para mim dentro da Universidade desde meus tempos de graduação. Sua força, determinação e amor pela UFPR me inspiram a correr atrás dos meus sonhos.

Ao Grupo de Estudos Energéticos da UFPR (GEEN), o qual tive a honra de ser um dos co-fundadores ao lado de meus grandes amigos Gustavo Jaldin, Eduardo de Castro e Leandro Ávila.

Ao Professor Julio Gomes por ter sido meu mentor na vida acadêmica. Dos 5 anos de graduação, passei metade desse tempo trabalhando e aprendendo ao seu lado. Serei eternamente grato.

À Câmara Técnica de Energia do Instituto de Engenharia do Paraná que participa ativamente dos assuntos relacionados ao Setor de Energia, sempre em prol da sociedade paranaense.

À ABRAPCH, pela brilhante atuação no Brasil em defesa das PCHs e CGHs.

À Universidade Federal do Paraná. A Universidade mais antiga do Brasil e orgulho dos paranaenses.

À Sociedade Brasileira, por me proporcionar um ensino público, gratuito e de excelência. Em um país onde, infelizmente, a educação de qualidade está longe de ser alcançada por todos, ter a oportunidade de me graduar e pós-graduar em uma das melhores Universidades do Brasil é um privilégio. Por isso tenho consciência de que é meu dever retribuir a sociedade brasileira o que em mim foi investido ao longo desses 7 anos.

*“Terra adorada
Entre outras mil
És tu, Brasil,
Ó Pátria amada!*

*Dos filhos deste solo és mãe gentil,
Pátria amada,
Brasil!”*

(Joaquim Osório Duque Estrada)

RESUMO

O Brasil é caracterizado por possuir uma Matriz Elétrica energia limpa por conta da fonte hidráulica que representa quase 70% de toda a capacidade instalada de geração de energia elétrica no país. Entretanto, por mais que o país ainda possua grande potencial hidrelétrico, restrições socioambientais dificultam a construção de usinas hidrelétricas. A melhor maneira de aproveitar esse potencial remanescente é através de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esses empreendimentos agregam inúmeros benefícios ao Brasil já que produzem energia elétrica barata, sem intermitência, com baixo impacto ambiental, reduzem perdas na transmissão de energia e são investimentos que retornam à União quando acaba o período de concessão dessas usinas. Por mais que as PCHs tragam tantos benefícios ao país, sua participação na Matriz Elétrica Brasileira ainda é tímida, com pouco mais de 3% da capacidade instalada. Dessa forma, é importante valorar a energia gerada pelas PCHs no contexto do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) para que haja remuneração adequada dessa fonte limpa de energia. O presente trabalho propõe uma metodologia própria para valoração da energia gerada por PCHs que leva em consideração dois aspectos: energético e ambiental. O resultado obtido está muito próximo do que o mercado vem sinalizando para essa fonte. Entretanto, considerando que no presente trabalho foram considerados apenas dois aspectos em meio a tantos outros em que as PCHs agregam vantagens ao SEB, as PCHs não são remuneradas de acordo com os inúmeros benefícios que propiciam ao Brasil.

Palavras-chave: Valoração. Pequenas Centrais Hidrelétricas. Valoração energética. Valoração ambiental. Custo de oportunidade.

ABSTRACT

Brazil is characterized by having an Electric Power Matrix, with almost 70% of installed electricity capacity by hydropower plants. However, although the country still has great hydroelectric potential, socio-environmental restrictions make it difficult to build new hydropower plants. The best way to take advantage of this remaining potential is through Small Hydropower Plants (PCHs). These projects add countless benefits to Brazil because they produce cheap electricity, without intermittency, with low environmental impact, besides reduce losses in energy transmission and are investments that return to the Government when the concession period of these plants ends. Although the PCHs bring so many benefits to the country, its participation in the Brazilian Electric Matrix is still small, with just over 3% of installed capacity. Thus, it is important to value the energy generated by PCHs in the context of the Brazilian Electricity Sector (SEB) to confirm how much is adequate to remunerate this clean source of energy. The present study proposes a methodology for value the energy generated by PCHs that takes into account two aspects: energy and environmental. The result obtained is very close to what the market has been pointing to for this source. However, considering that in the present study only two of many aspects were considered in which PCHs advantages, PCHs are not remunerated according to the innumerable benefits they provide to Brazil.

Keywords: Valuation. Small Hydropower Plants. Energetic valuation. Environmental valuation. Opportunity cost.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica mundial em 2012 Fonte: EPE (2016)	18
Figura 2 - Emissões antrópicas mundiais de gases de efeito estufa Fonte: IEA (2008) apud Cordeiro (2015)	20
Figura 3 - Sistema Interligado Nacional (SIN) Fonte: ONS (2017)	24
Figura 4 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro Fonte: Cuberos (2008)	26
Figura 5 - Dilema do operador do SIN Fonte: Tolmasquim (2016)	28
Figura 6 - Otimização do Custo Total de operação Fonte: ONS (2006) apud Tolmasquim (2016)	29
Figura 7 - Participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica Fonte: EPE (2017)	30
Figura 8 - Matriz Elétrica Brasileira Fonte: EPE (2017)	31
Figura 9 - Taxonomia do Valor Econômico do Meio Ambiente Fonte: Eletrobrás (2000)	45
Figura 10 - Desagregação total do valor para energia renovável Fonte: O Autor, adaptado de Menegaki (2007)	47
Figura 11 - Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN Fonte: O autor (2018), com base nos dados do ONS (2017)	52
Figura 12 - Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN com ajuste Fonte: O autor (2018), com base nos dados do ONS (2017)	53
Figura 13 - Procedimento para cálculo do custo de oportunidade utilizando PCHs ao invés de UTEs Fonte: O autor (2018)	56
Figura 14 - Geração mensal de energia no SIN Fonte: O autor (2018), com base nos dados da CCEE (2018)	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação das emissões de CO ₂ eq da eletricidade brasileira obtidas em Florez Orrego (2014) e as reportadas na literatura em Weisser (2007) e Lenzen et al. (2006).....	58
Tabela 2 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa das tecnologias de geração de eletricidade.....	59
Tabela 3 - Dados históricos da Prime Rate dos EUA.....	62
Tabela 4 - Cotação mensal de câmbio entre dólar e real para o período de estudo.....	63
Tabela 5 - Taxa SELIC para o período de estudo.....	65
Tabela 6 - Resultados obtidos para conversão da energia gerada em capacidade instalada.....	68
Tabela 7 - Resultados obtidos para cálculo do custo de geração de energia elétrica.....	69
Tabela 8 - Resultados obtidos para os fatores de emissão de CO ₂ eq com o critério de Florez Orrego (2014).....	70
Tabela 9 - Resultados obtidos para os fatores de emissão de CO ₂ eq com o critério de Miranda (2012).....	71
Tabela 10 - Resultados obtidos nas conversões econômicas para o SCC.....	71
Tabela 11 - Resultados obtidos para o valor ambiental pelo critério de Florez Orrego (2014).....	72
Tabela 12 - Resultados obtidos para o valor ambiental pelo critério de Miranda (2012).....	72

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BIG	Banco de Informações de Geração
CCC	Conta Consumo de Combustíveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPA	<i>Environmental Protection Agency (EUA)</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
IP	Indisponibilidade Programada
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
OMM	Organização Meteorológica Mundial
ONG	Organização Não-Governamental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TEIF	Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada
UBP	Uso de Bem Público

UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VERA	Valor Econômico de Recurso Ambiental

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	JUSTIFICATIVA.....	14
1.2	OBJETIVO GERAL.....	15
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2	REVISÃO DE LITERATURA.....	17
2.1	GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: PANORAMA MUNDIAL.....	17
2.2	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	21
2.2.1	Estrutura do SEB.....	23
2.2.2	Operação do SIN.....	26
2.2.3	Matriz Elétrica Brasileira.....	30
2.3	PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs).....	32
2.3.1	Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).....	35
2.3.2	Garantia Física.....	36
2.3.3	Importância das PCHs no Setor Elétrico Brasileiro.....	39
2.4	VALORAÇÃO.....	43
2.4.1	Valoração Ambiental.....	43
2.4.2	Valoração de Fontes Renováveis de Energia.....	46
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	49
3.1	VALORAÇÃO ENERGÉTICA.....	50
3.2	VALORAÇÃO AMBIENTAL.....	57
4	RESULTADOS.....	67
4.1	VALORAÇÃO ENERGÉTICA.....	68
4.2	VALORAÇÃO AMBIENTAL.....	69
4.3	VALORAÇÃO DA ENERGIA GERADA POR PCHS NO SEB.....	73
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	75
	REFERÊNCIAS.....	78
	APÊNDICE A.....	86
	APÊNDICE B.....	88
	APÊNDICE C.....	90

APÊNDICE D	92
APÊNDICE E.....	96
APÊNDICE F.....	99
APÊNDICE G	101
APÊNDICE H	104
APÊNDICE I.....	107

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental na sociedade contemporânea. Sua disponibilidade e utilização estão diretamente relacionadas com o desenvolvimento dos países. Além disso, a geração de eletricidade vem sendo cada vez mais repensada, visto que, no contexto mundial, essa atividade ainda possui como principais matérias-primas combustíveis fósseis, que são extremamente agressivos ao meio ambiente. Ao passo em que a grande maioria das nações começa a focar em sustentabilidade, preocupadas com as mudanças no clima e os impactos antrópicos no sistema terrestre, diversos tratados vêm sendo assinados entre líderes mundiais visando mitigar os efeitos oriundos da atividade humana no planeta. Uma das prioridades dentre esses acordos é a utilização de fontes renováveis na geração de energia elétrica.

No Brasil, diferentemente da matriz elétrica global, com característica fóssil, a geração de energia elétrica é predominantemente limpa. Isso por conta da fonte hidráulica que, de acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL (2017), representa cerca de 70% do total de eletricidade produzida no país.

Entretanto, devido às restrições socioambientais, a construção de grandes Usinas Hidrelétricas (UHEs) vem sendo cada vez mais restrita, em especial os aproveitamentos que possuem reservatórios de regularização. Dessa forma, como o país ainda possui enorme potencial hidrelétrico, a utilização desse recurso fica em boa parte restrita às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esse tipo de empreendimento é considerado uma fonte renovável de energia que produz energia elétrica barata, sem intermitência, com baixo impacto ambiental e ainda por cima próxima aos centros de carga do ponto de vista energético.

Por mais que a PCH apresente todas essas características extremamente benéficas ao Brasil, sua participação no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) ainda é consideravelmente tímida. O incentivo por parte do governo para esse tipo de empreendimento só se fortaleceu no início dos anos 2000 com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), após o racionamento de energia elétrica - o “apagão” - ocorrido no país em 2001. Mesmo assim, de lá para cá a expansão da capacidade instalada das PCHs não acompanhou a evolução da Matriz Elétrica Brasileira, sendo que atualmente essas pequenas centrais representam apenas pouco

mais de 3% da capacidade instalada do Brasil, com aproximadamente 5 GW de potência distribuídos em 431 aproveitamentos hidrelétricos de acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL (2017).

Com a preocupação referente às mudanças climáticas globais e a dificuldade na construção de grandes UHEs, a Matriz Elétrica Brasileira está passando por mudanças. Isso se deve principalmente pelo rápido incremento da fonte eólica no sistema. Essa energia elétrica produzida através dos ventos conta com um grande potencial brasileiro, principalmente na região Nordeste e no extremo Sul do país, e é uma fonte renovável e limpa, além de ser economicamente viável com o atual estado da arte. Porém, a energia eólica é intermitente. Ou seja, sua produção de energia não é constante ao longo do dia e pode variar bruscamente em questão de poucas horas. Esse tipo de energia necessita, portanto, que outra fonte de energia possa suprir a demanda rapidamente quando não houver vento suficiente para tal. Esse suprimento pode ser feito com usinas hidrelétricas ou usinas térmicas. Como dito anteriormente, no Brasil existem dificuldades para a expansão de seu parque hidrelétrico e como consequência o número de usinas térmicas no país – que são muito mais poluentes e com operação cara – aumenta conforme cresce o parque eólico brasileiro.

A fonte solar também pode acabar se tornando motivo de atenção no SEB. Isso porque, embora ainda não haja significativa potência instalada dessa fonte no país, o planejamento energético brasileiro aponta para um aumento expressivo já que, assim como na fonte eólica, trata-se de uma fonte renovável de energia limpa e há grande potencial brasileiro. O problema está no fato de que essa fonte também é intermitente e, dado o contexto do SEB, resultaria então no mesmo problema da eólica – inserção de fonte termelétrica para atendimento da demanda por conta da intermitência.

Embora existam diferentes características entre as fontes de energia elétrica, a formação de preços no SEB não leva isso em consideração. Ao invés de um mercado de energia baseado em oferta, demanda, segurança energética e atendimento à carga, no Brasil o preço da energia elétrica é calculado por modelagem computacional que não acompanhou a evolução do SEB e atualmente se encontra defasada. Dessa forma, as diferentes modalidades de geração são submetidas a um mesmo preço, sem haver remuneração justa e adequada às fontes que melhor agregam segurança, confiabilidade e energia limpa ao Brasil. Nesse sentido, visto que as PCHs trazem benefícios significativos nesses aspectos e que o país ainda possui

grande potencial hidrelétrico, faz sentido estimar o valor da energia gerada por essas pequenas centrais no contexto do SEB.

Considerando a importância das PCHs e o fato de não existir na literatura técnica uma abordagem nesse sentido, o presente trabalho visa valorar a energia gerada pelas PCHs no Setor Elétrico Brasileiro, seu impacto ambiental, e ainda verificar sua importância na economia do país de um modo geral.

1.1 JUSTIFICATIVA

Os compromissos internacionais que dizem respeito à mitigação das mudanças climáticas assumidos pelo Brasil influenciam o país a inserir cada vez mais fontes renováveis de energia elétrica, principalmente a eólica e a solar em sua matriz, embora o país já conte com uma produção de energia elétrica majoritariamente limpa devido à significativa presença de usinas hidrelétricas. Isso fica evidente, por exemplo, no mais recente Plano Decenal da Expansão da Energia 2026 (EPE, 2017). O problema é que, como essas fontes eólica e solar são intermitentes, é necessário que se tenha outra fonte de energia que possa atender a demanda rapidamente quando houver diminuição brusca em sua geração.

As fontes que podem garantir a segurança da geração são a hidrelétrica e a termelétrica. A primeira, além de se tratar de fonte de energia elétrica limpa e ser a mais barata, é abundante no Brasil. Entretanto, restrições socioambientais dificultam a construção de grandes usinas hidrelétricas, em especial as que possuem reservatórios de regularização. Pode-se então aproveitar esse potencial com as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Esse tipo de empreendimento, além de gerar energia limpa, barata, com baixo impacto ambiental e próxima aos centros de carga do ponto de vista energético (o que diminui as perdas na transmissão de energia), em geral possui capacidade de regularizar vazões em curtos períodos de tempo – em escala horária, diária ou até semanal - o que pode ajudar na segurança em relação às fontes intermitentes de energia (até porque os potenciais de PCHs estão espalhados por todo o território brasileiro e, portanto, abrangem os diferentes regimes hidrológicos do país).

No caso da opção por usinas termelétricas para dar segurança às fontes intermitentes, que é o que tem sido mais comum no Brasil, tem-se uma fonte mais

cara, mais poluente e que, por necessitar de um processo de aquecimento de motor (chamado rampa de aquecimento), muitas vezes não consegue entregar instantaneamente a energia elétrica para atender a demanda. A escolha por usinas termelétricas vai na contramão da preocupação mundial com mudanças climáticas por se tratar de uma fonte de energia extremamente poluente, e também contrária à lógica econômica de minimizar o custo de energia elétrica para o consumidor final, por se tratar de um processo de geração de energia mais caro.

Apesar das distintas características e custos envolvidos nas diferentes fontes de energia elétrica, a formação de preço de energia no SEB não leva isso em consideração. Dessa forma, uma fonte de energia que agrega mais segurança e confiabilidade no sistema não chega a ser remunerada por isso.

É necessário, portanto, valorar a energia que é gerada por cada fonte de energia, de tal forma que essas fontes venham a ser remuneradas por todo o benefício que trazem à sociedade brasileira. Isso pode ainda auxiliar os tomadores de decisão do SEB em seu planejamento.

O presente trabalho faz-se necessário à medida que não há na literatura técnica estudo referente à valoração apropriada da energia gerada por Pequenas Centrais Hidrelétricas, visto que, como explicado anteriormente, essa fonte agrega diferentes benefícios ao sistema, é uma energia limpa e barata, e o Brasil ainda possui grande potencial hidrelétrico inexplorado.

1.2 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral da presente dissertação é estimar o valor da energia gerada por Pequenas Centrais Hidrelétricas no contexto do Setor Elétrico Brasileiro considerando aspectos energéticos e ambientais.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Frente ao objetivo geral do trabalho, elencam-se os seguintes objetivos específicos:

- Propor uma metodologia para valoração da energia gerada por PCHs no SEB;
- Estimar o valor da geração de energia elétrica a partir de PCHs considerando o custo de oportunidade ao se utilizar essa fonte ao invés de UTEs;
- Estimar o valor ambiental proporcionado pela utilização das PCHs no que diz respeito à emissão de gases poluentes evitadas com a utilização dessa fonte de energia frente às usinas termelétricas;
- Analisar o valor estimado para a energia gerada por PCHs dentro do atual contexto de preços praticados dentro do mercado de energia elétrica brasileiro.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: PANORAMA MUNDIAL

A energia é um ingrediente essencial à vida humana (GOLDEMBERG E LUCON, 2007). A energia elétrica, especificamente, de acordo com Gomes e Vieira (2009), tem sua importância cada vez mais evidenciada na maneira organizacional da vida das nações e dos indivíduos. Teixeira (2002) afirma que sua importância é tamanha que é possível considerar o consumo de energia elétrica como um indicador do desenvolvimento da população mundial. Além do consumo, Palma (2014) afirma que a geração de energia elétrica também é intimamente ligada ao desenvolvimento social, nível de qualidade de vida e grau de atividade econômica dos países.

Entretanto, o setor energético é o maior responsável pelo aumento da concentração de gases de efeito estufa a nível global e, portanto, é necessária a utilização de fontes renováveis de energia para uma matriz energética mais limpa (CASTRO e DANTAS, 2009). Walter (2007) afirma ser estimado que entre 60 e 65% de toda a emissão de gases de efeito estufa no mundo seja decorrente da geração, conversão e consumo de energia. O autor ainda explica que em função do crescimento da população mundial e do aumento da atividade econômica, as emissões de gases de efeito estufa devem aumentar cada vez mais. Panwar *et al.* (2011) alertam que o excessivo consumo de combustíveis fósseis não só diminui as reservas desses combustíveis que são finitas, mas resultam em significativos impactos ambientais que colocam em risco a saúde humana e o clima terrestre.

Pazheri *et al.* (2014) estimam que de toda a geração de energia elétrica no mundo, cerca de 66% é proveniente de combustíveis fósseis, sendo que a maior parte é composta de usinas térmicas movidas a carvão, que representam mais de 40% do total. Esses números convergem com o que é apresentado no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2016 (EPE, 2016), no qual é feita uma comparação entre a matriz elétrica do Brasil em relação ao mundo. Nesse estudo, feito com base em dados de 2012, a geração de energia elétrica mundial foi de 21.532 TWh, sendo majoritariamente utilizado combustível fóssil, como pode-se observar na Figura 1.

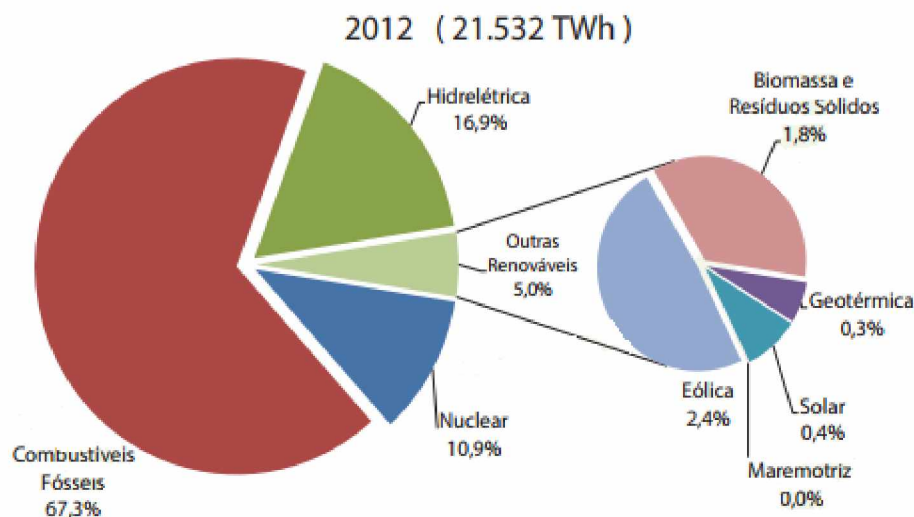


Figura 1 - Matriz elétrica mundial em 2012
Fonte: EPE (2016)

Stern (2006) afirma que a geração de energia elétrica, devido à utilização de combustíveis fósseis, é a principal ação humana que acarreta na emissão de gases de efeito estufa e, conseqüentemente, causa a mudança climática que, segundo o autor, é uma questão séria e urgente.

As mudanças climáticas vêm despertando interesse a partir da década de 1980, de acordo com Marengo e Soares (2003). Os autores citam ainda que em 1988 a Organização Meteorológica Mundial (OMM) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) estabeleceram o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) para que a Assembleia Geral das Nações Unidas pudesse tratar da mudança no clima pela primeira vez. Com isso, o IPCC ficou responsável por realizar trabalhos científicos nas avaliações do clima e os cenários de mudanças climáticas para o futuro.

Em seu quinto relatório sobre mudanças climáticas – AR5, o IPCC (2014) afirma que a interferência humana no sistema climático traz sérios riscos para os sistemas naturais e humanos. O agravamento nas mudanças climáticas causado pela ação do homem é uma realidade no planeta. Dentro desse contexto, haverá aumento na temperatura do planeta até 2100. Entre os vários cenários propostos pelo IPCC, no mais crítico o acréscimo na temperatura média seria de até 4,6°C até 2100 e, no mais otimista, o aumento de temperatura média seria de até 1,5°C.

Moreira e Giometti (2008) citam que o aquecimento global vem tomando espaço na agenda internacional de negociações, em face da preocupação da

comunidade internacional com o aumento gradativo da temperatura média da superfície terrestre. Além disso, os autores citam que diversas convenções e acordos internacionais vêm sendo realizados entre países desenvolvidos e em desenvolvimento, buscando a redução na emissão de gases de efeito estufa, principalmente na substituição de fontes fósseis por fontes renováveis de energia.

O efeito estufa, de acordo com Cordeiro (2015), é um fenômeno natural que, por regular a temperatura da Terra mantendo um equilíbrio entre a entrada e saída de radiação da atmosfera terrestre, é responsável pela manutenção da vida no planeta. Entretanto, o autor explica que o aumento na concentração dos gases que proporcionam esse fenômeno do efeito estufa provoca um aquecimento maior na atmosfera da Terra, causando preocupação na sociedade por conta dos impactos que isso pode causar.

Com relação ao efeito estufa, os principais gases que o compõe, de acordo com UNDP (2007) *apud* Cordeiro (2015), são:

- a) Dióxido de carbono (CO₂);
- b) Metano (CH₄);
- c) Óxido Nitroso (N₂O);
- d) Hidrofluorcarbonos (HFCs);
- e) Perfluorcarbonos (PFCs);
- f) Hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Esses gases não influenciam o aquecimento do sistema climático da mesma maneira porque eles possuem tempos de permanência diferentes na atmosfera, já que possuem mecanismos de remoção variados (CORDEIRO, 2015). Segundo o mesmo autor, o CO₂ foi escolhido como gás de referência em estudos de emissões por ser a substância mais emitida dentre os gases de efeito estufa e por sua emissão ser afetada por ações antrópicas. Dessa forma, a emissão dos gases de efeito estufa acaba sendo representada em toneladas de CO₂ equivalente, como se fosse uma conversão de toneladas dos gases emitidos em toneladas de CO₂.

Cordeiro (2015) ainda apresenta, com dados do IEA (2008), que o setor de energia é o principal responsável pela emissão de CO₂ na atmosfera, como pode-se observar na Figura 2 que traz as emissões dos gases de efeito estufa em toneladas de CO₂ equivalente.

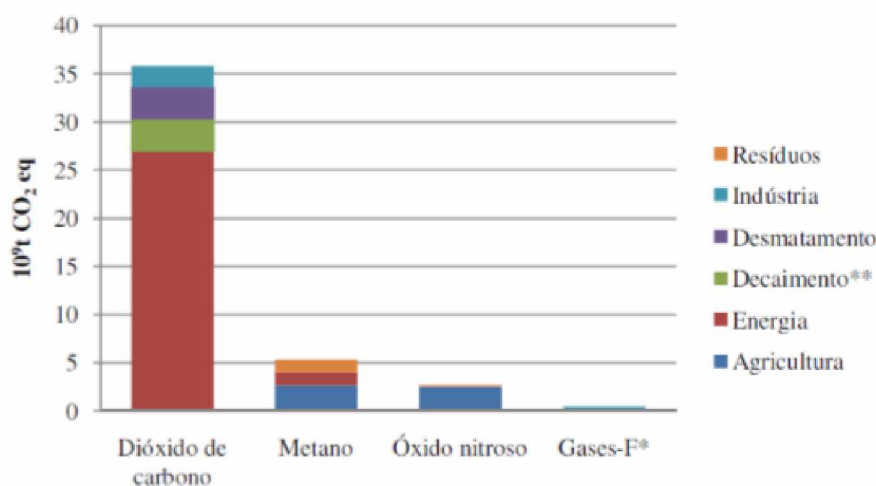


Figura 2 - Emissões antrópicas mundiais de gases de efeito estufa
Fonte: IEA (2008) apud Cordeiro (2015)

Na Figura 2 as emissões são apresentadas em 10^9 toneladas de CO_2 equivalente para poder comparar a quantidade de gases de efeito estufa emitidos na atmosfera. É possível observar o quanto há maior emissão de dióxido de carbono em comparação aos outros gases, além de verificar-se também que o principal responsável pela emissão de CO_2 é o setor energético no mundo. O termo Gases-F representa a soma de hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF_6).

Em decorrência da preocupação com agravamento do efeito estufa e as alterações no clima, a nova ordem mundial, de acordo com Pacheco (2006), é a procura por diferentes fontes alternativas de energia que possam suprir a demanda interna dos países, buscando autossuficiência em geração de energia e diversificação da matriz energética.

As fontes de energia, segundo Goldemberg e Lucon (2007), podem ser classificadas entre renováveis e não renováveis. Estas dividem-se entre fontes fósseis de energia, originadas da decomposição de matéria orgânica no subsolo ao longo de eras (petróleo, carvão mineral, gás natural, entre outros) e fontes primárias de energia nuclear, cuja energia é gerada a partir da fissão do núcleo de alguns elementos químicos que sempre estiveram presentes na crosta terrestre (urânio, por exemplo). Como essas fontes fósseis e nuclear requerem um horizonte de tempo geológico, são consideradas não renováveis. Já as fontes renováveis de energia, de acordo com os autores, são repostas imediatamente pela natureza.

Pacheco (2006) cita como principais fontes renováveis de energia, que são praticamente inesgotáveis e não alteram o balanço térmico do planeta, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), solar, eólica e biomassa. Teixeira (2010) cita o biogás como importante fonte de energia renovável, e Panwar *et al.* (2011) citam ainda a energia geotérmica e a maremotriz.

2.2 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A energia elétrica no Brasil começou ainda na época do império, em 1879, quando o Imperador D. Pedro II introduziu no país processos e aparelhos desenvolvidos por Thomas Edison para utilização na eletricidade e iluminação pública. Já a hidroeletricidade brasileira teve início em 1883, quando entrou em operação, no rio Ribeirão do Inferno, na cidade de Diamantina, a primeira hidrelétrica do país (ELETROBRÁS, 2007 *apud* SOKEI, 2008).

De lá para cá a expansão e consolidação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi passando por diferentes formas de condução que resultaram em um sistema de energia elétrica único no mundo. Silva (2011) faz uma análise da evolução histórica do SEB com base no contexto econômico brasileiro de cada época. O autor explica que seu início, no final do século XIX, foi marcado pelo predomínio de capital estrangeiro até o início da Era Vargas, com a Revolução de 1930. A partir daí adotou-se uma postura de governo com mais intervencionismo, com o setor público virando protagonista no panorama energético do país. Com o Golpe Militar e instalação do período ditatorial no Brasil em 1964, o país viveu uma fase nacionalista, com uma reorganização do SEB que abriu espaço para uma atuação forte das empresas estatais de energia, que obtinham receita da arrecadação de tributos e também de capital estrangeiro. Nesse período, de acordo com Silva (2011), o país passou uma fase de grande crescimento – conhecido como “milagre econômico” – mas depois se afundou em crise e, conseqüentemente, a falta de recursos do Estado e a elevada inflação refletiram diretamente no SEB, com prejuízos para a expansão da capacidade instalada de energia elétrica no Brasil. Silva (2011) ainda destaca que entre o início da década de 1980 e meados de 1990 o país passou por um período de crise e estabilização econômica que desembocou na primeira grande reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, conhecida como RE-SEB, em 1994. Esse período contou com a

implementação de mecanismos cujo objetivo era promover a expansão do setor elétrico e a melhoria de seus indicadores de qualidade e foi incentivado por uma grande presença de capital estrangeiro. Justamente essa reestruturação do SEB aliada a um período de forte estiagem culminaram em uma crise de energia elétrica no Brasil, obrigando o país a passar por racionamento de energia e ficar suscetível a “apagões” por volta do ano de 2001. Esse difícil momento de insegurança no suprimento de energia desencadeou uma nova reforma no setor que aconteceu no ano de 2004. Silva (2011) destaca que essa reforma, cuja estrutura geral se mantém até hoje no SEB, previa um equilíbrio na participação de agentes públicos e privados, com intervenção do Estado apenas quando necessário.

A ineficiência da reforma do SEB de 2004 foi reconhecida em 2012, quando o Governo Federal lançou a Medida Provisória (MP) 579, que foi convertida na Lei Federal 12.783 (SAUER, 2015). Costellini e Hollanda (2014) explicam que essa MP 579 teve como objetivo permitir a redução nas tarifas de energia elétrica para os consumidores brasileiros, chegando em uma redução média de 20,2%. De acordo com os mesmos autores, a redução nas tarifas de energia elétrica se daria através de três pilares: a desoneração de encargos setoriais; antecipação da prorrogação de concessões de geração, transmissão e distribuição que venceriam em 2015; e aporte de R\$ 3,3 bilhões anualmente pela União na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A CDE, segundo Schaeffer *et al.* (2003), visa o desenvolvimento energético dos Estados brasileiros e a universalização da energia elétrica no território nacional, tendo seus recursos provenientes de multas aplicadas pela ANEEL e de quotas anuais pagas pelos agentes de comercialização de energia com o consumidor final.

A MP 579 foi considerada pelo mercado uma intervenção do Estado que praticamente substituiu um modelo de concorrência nos segmentos de geração e comercialização por mera prestação de serviços (SIMBALISTA, 2016). Costellini e Hollanda (2014) explicam que, como boa parte das concessionárias de geração de energia não aderiram à proposta do Governo Federal de prorrogação nas concessões, houve uma grande descontratação de energia elétrica entre essas geradoras e as distribuidoras. Como resultado disso as distribuidoras tiveram que comprar energia elétrica no mercado livre para suprir a descontratação ocorrida. Os autores ainda citam que naquele mesmo período houve escassez nas chuvas, o que fez com que o preço da energia elétrica no mercado livre disparasse. As distribuidoras, que passaram a comprar energia por um preço altíssimo por conta das quebras de contratos decorridas

da MP 579, tiveram sérios problemas de fluxo de caixa. Isso aconteceu porque, como explicam Costellini e Hollanda (2014), as distribuidoras passaram imediatamente a comprar energia por um preço muito mais alto e não puderam repassar ao consumidor final diretamente, já que o reajuste tarifário das distribuidoras de energia elétrica acontece anualmente. Dessa forma, quando finalmente aconteceu o reajuste tarifário, o déficit das distribuidoras foi repassado para os consumidores finais que foram os principais atingidos já que a redução de cerca de 20% na tarifa de energia elétrica acabou culminando em aumento de cerca de 40% só em 2015 (SIMBALISTA, 2016).

Os efeitos da MP 579 refletiram não apenas no aumento das tarifas de energia elétrica, mas na estrutura do Setor Elétrico Brasileiro como um todo. Frente a isso, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu Consulta Pública em 05/07/2017 para o aprimoramento do marco legal do SEB. Para tanto, o MME publicou a Nota Técnica nº 5 de 2017 na qual expôs o contexto do setor e ainda apresentou as principais diretrizes para essa nova reformulação que o Ministério julga como mais importantes. A Nota Técnica afirma que há um possível esgotamento no modelo regulatório e comercial vigente no país, explicitando, portanto, a necessidade de se aprimorar o setor considerando uma visão de futuro e garantindo sua sustentabilidade no longo prazo (MME, 2017).

2.2.1 Estrutura do SEB

O Setor Elétrico Brasileiro é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e por outros sistemas isolados de energia elétrica (Silva Filho, 2003). No Brasil existem 246 localidades isoladas, que correspondem a cerca de 760 mil consumidores de energia elétrica, principalmente na região Norte – Amazonas, Rondônia, Acre, Roraima, Amapá e Pará, algumas localidades no Mato Grosso e a Ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco (ONS, 2017).

O SIN é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica que engloba as cinco regiões brasileiras e, devido ao seu tamanho e suas características, é considerado único no mundo (Taesa, 2017). De acordo com Falcetta e Zambon (2013), esse sistema é formado por um complexo de usinas hidrelétricas e seus reservatórios, usinas termelétricas e outras fontes, centros de consumo e redes de

da hierarquia tem-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que é o órgão de assessoramento da Presidência da República para formulação de políticas e diretrizes de energia, cujo suporte técnico é dado pelas entidades de regulação e planejamento (BRASIL, 2000).

O Ministério de Minas e Energia (MME) vem logo abaixo do CNPE na estrutura hierárquica do SEB, sendo o Ministro do MME o responsável por presidir o CNPE. Esse Ministério é responsável pelas áreas de geologia, recursos minerais e energéticos, aproveitamento de energia hidráulica, mineração e metalurgia, petróleo, combustível e energia elétrica (incluindo a fonte nuclear) (MME, 2017).

Para monitorar as atividades referentes ao SEB e propor ações no CNPE com o objetivo de otimizar o uso de energia e diminuir o custo aos consumidores finais, tem-se a atuação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) (CUBEROS, 2008).

A regulação do SEB é feita por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), uma autarquia em regime especial que é vinculada ao MME. As principais atribuições da ANEEL são: regulação, fiscalização, implementação de políticas e diretrizes energéticas, definições de tarifas, conduzir divergências entre agentes do setor, e promover as atividades de outorga e concessão (ANEEL, 2017).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável por prestar serviço com estudos e pesquisas que são base para o planejamento do setor energético, sendo energia elétrica, petróleo e gás natural e derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética (EPE, 2017).

Outra entidade importante no SEB é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esse órgão, que é uma associação civil sem fins lucrativos, é responsável por viabilizar as atividades de compra e venda de energia elétrica no Brasil. Como atribuições, a CCEE tem a contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia, o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) – que é utilizado para valorar as operações de compra e venda de energia, implantar e divulgar regras de comercialização de energia, fazer a gestão de contratos de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), realizar os leilões de energia no ACR e leilões de energia de reserva, além de ainda apurar infrações cometidas pelos agentes do mercado de energia elétrica (CCEE, 2017).

A Figura 4 ilustra a estrutura hierárquica do Setor Elétrico Brasileiro.

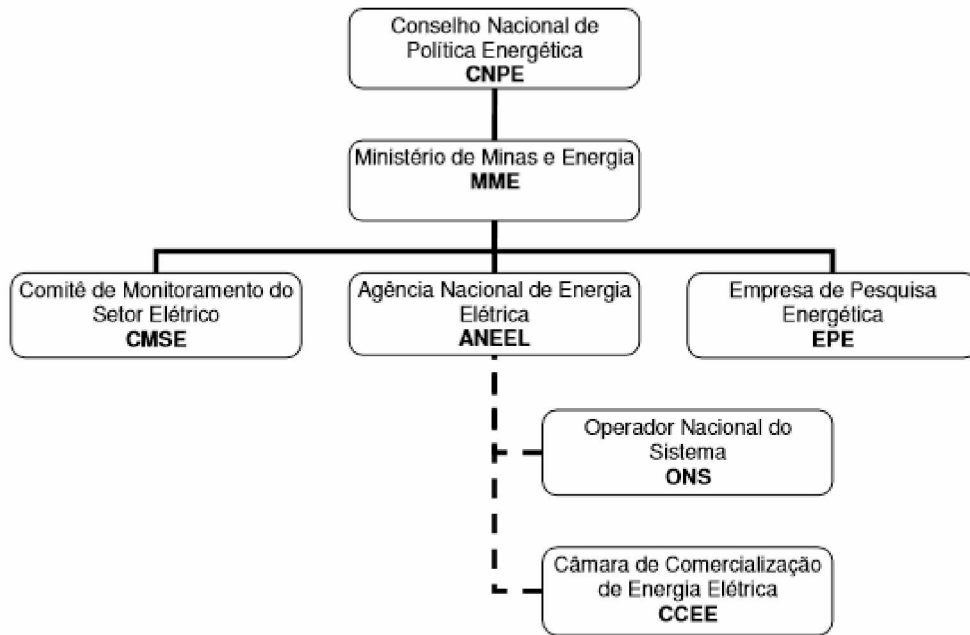


Figura 4 - Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: Cuberos (2008)

A comercialização de energia elétrica, supervisionada pela CCEE, pode ocorrer em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro, tem-se a compra de energia efetuada pelas distribuidoras de energia elétrica através de leilões organizados pela CCEE. No ACL, os geradores vendem sua energia diretamente para o consumidor livre ou através de comercializadora de energia (SOKEI, 2008).

2.2.2 Operação do SIN

O despacho do Sistema Interligado Nacional, de acordo com Castro *et al.* (2014), é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que considera critérios de eficiência técnica e custos de produção declarados pelos geradores. Os autores explicam que, por mais que o ONS busque otimizar o sistema elétrico técnica e economicamente, as usinas geradoras não participam da tomada de decisão de acionamento ou de parada em sua operação, tendo que ficar disponíveis e aptas para entrar em operação conforme determinação do Operador.

Castro *et al.* (2014) ainda afirmam que não há um mercado de energia propriamente dito no Brasil, da mesma maneira que não há um preço de mercado para a energia de curto prazo, de tal forma que se tem unicamente o Preço das Liquidações das Diferenças (PLD), calculado semanalmente pelo mesmo software que é utilizado pelo ONS para planejar a operação do SIN. O PLD tem o objetivo de precificar as diferenças entre a energia contratada e a que foi efetivamente produzida ou consumida. Levando em consideração que esse preço é definido por uma metodologia regulada, os autores concluem que o PLD não dá sinalização econômica para que os agentes do SEB possam tomar decisões.

De acordo com Tolmasquim (2016), a operação do SIN é complexa e deve levar em conta diferentes aspectos:

- a) Variabilidade interanual, já que os rios brasileiros apresentam altas variações entre os anos, que resultam em grande dispersão em relação à vazão média anual;
- b) Sazonalidade intra-anual, por conta da grande variação na vazão que ocorre entre período úmido e seco dentro de um mesmo ano;
- c) Complementariedade e diversidade regional, que resultam do fato de as bacias hidrográficas brasileiras se localizarem em regiões com características físico-climáticas diferentes e consequentemente apresentarem comportamentos hidrológicos distintos, algumas vezes complementares;
- d) Acoplamento espacial e temporal das decisões, considerando que as usinas hidrelétricas com capacidade de regularização no SIN pertencem a diferentes agentes, o que torna a decisão de geração por conta do operador com grande impacto e responsabilidade.

Essa responsabilidade, decorrente da operação do SIN, conforme explica Tolmasquim (2016), é chamada de “dilema do operador”, que é ilustrada pelo autor com a Figura 5.

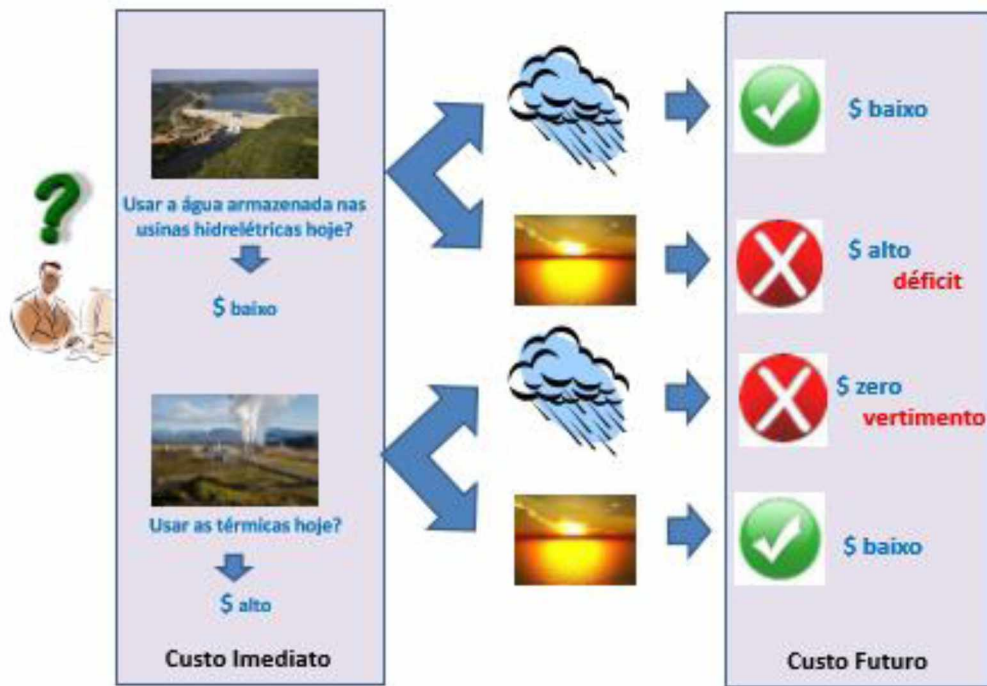


Figura 5 - Dilema do operador do SIN
Fonte: Tolmasquim (2016)

Na Figura 5 é possível observar que o “dilema do operador” é: utilizar hoje a água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, que representa um custo imediato baixo, ou despachar hoje usinas térmicas cujo custo imediato de geração é maior, mas manter a água armazenada nos reservatórios para uso futuro. Caso o operador opte pela primeira opção, ele estará sujeito a duas situações: 1) se houver na sequência um período chuvoso que resulte em grandes vazões afluentes no sistema, o sistema terá baixo custo imediato e futuro na geração de energia; 2) se o período subsequente for de estiagem, com baixas vazões afluentes, será necessário o despacho de usinas termelétricas para atendimento futuro da demanda, o que resultará em um custo futuro alto para geração de energia elétrica. Se a opção do operador for por utilizar agora usinas termelétricas e armazenar a água nos reservatórios para uso posterior, o operador estará sujeito a outras duas situações: 1) se houver em seguida um período chuvoso com altas vazões afluentes, o custo imediato será alto e, embora o custo futuro seja baixo, haverá vertimento nas usinas hidrelétricas o que representa desperdício de água (e consequentemente de energia), o que contraria a lógica de otimização do despacho; 2) se o na sequência houver período de estiagem, com baixas vazões afluentes, o custo imediato será alto mas o custo futuro de geração de energia elétrica será baixo, sem desperdiçar energia.

Embora a Figura 5 ilustre apenas dois níveis iniciais de decisão – gerar energia com a água dos reservatórios ou usinas térmicas – os estágios de armazenamento inicial nos reservatórios podem ser múltiplos, assim como podem ser diversos também os custos das térmicas (TOLMASQUIM, 2016). O autor explica que, como não se pode ter certeza sobre as vazões futuras, deve-se avaliar cenários futuros para a tomada de decisão, de forma que seja otimizada a minimização do Custo Total (CT) – função objetivo – que é calculada pela soma dos Custos Futuros (CF) e Custos Imediatos (CI). O ponto ótimo seria o ponto de mínimo da curva de CT, como ilustrado na Figura 6.

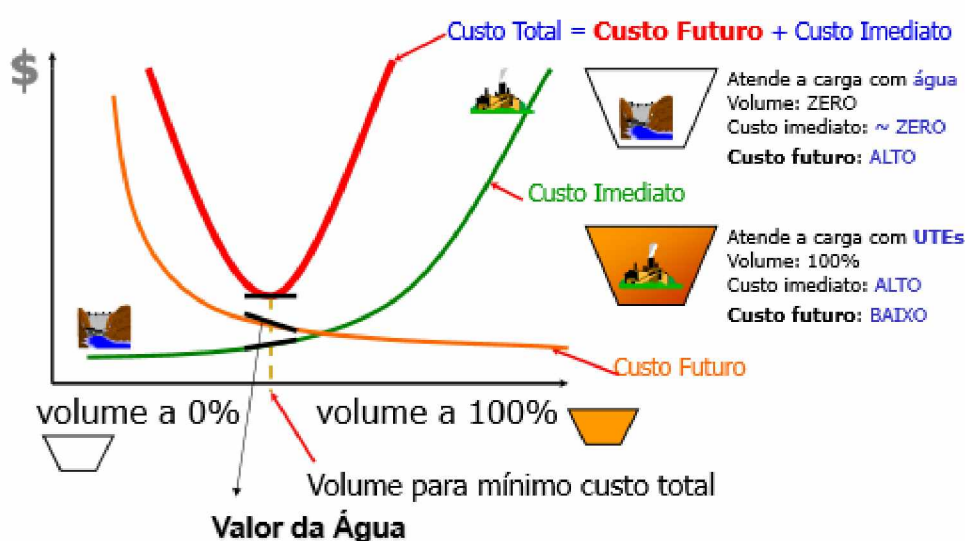


Figura 6 - Otimização do Custo Total de operação
Fonte: ONS (2006) *apud* Tolmasquim (2016)

TOLMASQUIM (2016) ainda resume as características do complexo SIN em: regularização plurianual; interdependência espacial; tempo de maturação de obras de geração e transmissão; incertezas com relação às vazões; incertezas com relação à carga; e incertezas com relação à disponibilidade de equipamentos.

De acordo com Oening *et al.* (2012), o ONS utiliza uma rede de softwares desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sendo que o NEWAVE acaba sendo o principal, por otimizar o despacho hidrotérmico no médio prazo – 5 anos. Vasconcellos (2011) cita que o software utilizado pelo ONS possui solução otimizada obtida por Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) e é baseada na decomposição de Benders (BENDERS, 1962 *apud* VASCONCELLOS, 2011). Entretanto, Oening *et al.* (2012) alertam que desde a criação desses softwares

de planejamento utilizados pelo ONS o SEB sofreu grandes alterações, já que à época era predominantemente estatizado e centralizado, possuía predominância de geração hidrelétrica e uma folga na capacidade instalada do sistema que permitia acomodar imprecisões que decorressem das linearizações utilizadas nos modelos. Logo, os autores apontam para a necessidade do desenvolvimento de pesquisas para outros modelos de otimização do despacho hidrotérmico, que possam se adequar da melhor maneira às condições atuais do SEB.

2.2.3 Matriz Elétrica Brasileira

A Matriz Elétrica Brasileira é caracterizada por uma presença significativa de fontes renováveis de energia. De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2017 (EPE, 2017), quase 82% de toda a geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) é oriunda de fontes renováveis enquanto o resto provém de fontes termelétricas, que são altamente poluentes. Com isso, levando em consideração que a geração de energia elétrica no mundo é marcada pelo significativo uso de fontes fósseis de energia, o Brasil ocupa posição de destaque a nível mundial por ter sua produção de energia elétrica composta majoritariamente de fontes renováveis. Isso pode ser observado na Figura 7.

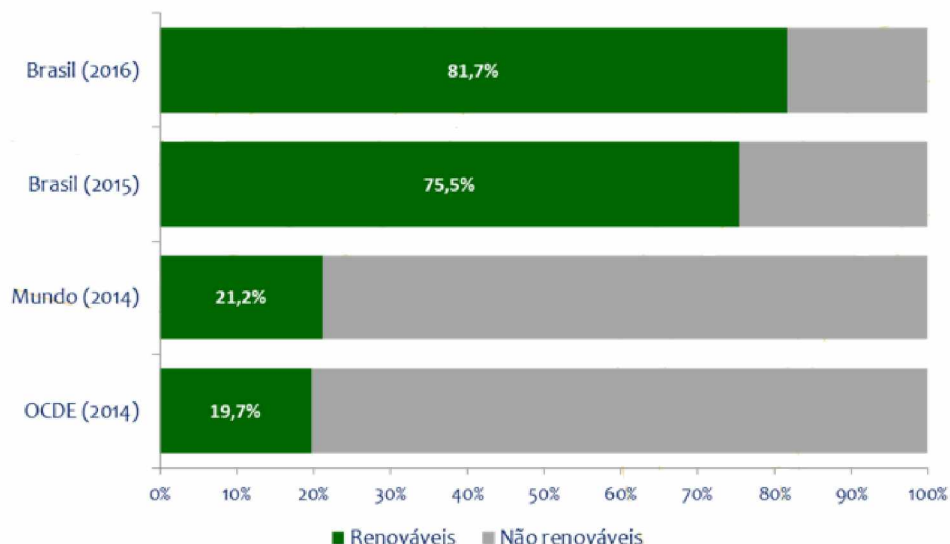


Figura 7 - Participação de fontes renováveis na geração de energia elétrica
Fonte: EPE (2017)

Essa característica do Brasil de ter uma Matriz Elétrica predominantemente renovável se deve principalmente à geração hidrelétrica. Essa fonte de energia corresponde a pouco mais de 68% de toda a capacidade instalada brasileira, como é possível observar na Figura 8.

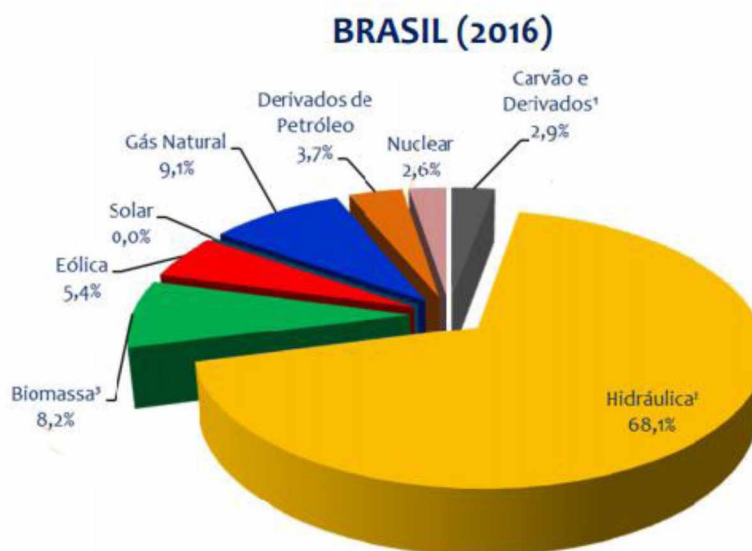


Figura 8 - Matriz Elétrica Brasileira
Fonte: EPE (2017)

Abbud e Tancredi (2010) ressaltam que a hidroeletricidade representa uma vantagem energética do Brasil em relação aos demais países por ser uma fonte de energia limpa, ser a forma mais barata de gerar energia, possuir possibilidade de estocagem de água (e consequentemente energia) nos reservatórios das usinas, e ainda poder regularizar vazões, evitando efeitos danosos de cheias.

Castro *et al.* (2009) explicam que, embora o país tenha explorado apenas cerca de 30% de todo o seu potencial hidrelétrico, a expansão dessa fonte de energia está dificultada pelo fato de que o potencial remanescente está localizado quase que em sua totalidade na região Norte do Brasil, local de grande planície que dificulta construção de grandes reservatórios de regularização. Além dessa restrição física, de acordo com os autores, a rígida legislação ambiental em vigor no país faz com que se construa apenas usinas hidrelétricas sem reservatório capaz de regularizar vazões, chamadas de usinas a fio d'água.

No Brasil há um clima desfavorável à expansão da fonte hidrelétrica que é mantido pelo eficiente trabalho de comunicação de ONGs ambientalistas, indígenas e movimentos sociais que mobilizam a imprensa e a opinião pública contra a

implementação usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização (ABBUD e TANCREDI, 2010).

De acordo com Cavados (2015), com a redução no potencial hidrelétrico ambientalmente viável nas próximas décadas, o Brasil vai depender cada vez mais de outras fontes de energia. O autor ainda explica que, por conta disso, há previsão de crescimento nas capacidades instaladas de fonte eólica, solar, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), sem contar nas usinas de fonte térmica que, devido à diminuição da expansão de hidrelétricas com reservatórios de regularização, servem para aumentar a confiabilidade e segurança do sistema.

Entretanto, conforme alertam Montalvão e Faria (2012), as fontes eólica e solar não podem ser tidas como a solução estrutural para um Sistema Elétrico Brasileiro cada vez mais carente de usinas hidrelétricas. Isso porque, de acordo com os autores, essas fontes são intermitentes e conseqüentemente não proporcionam segurança energética interna. Dessa forma, sua vocação é de complementar usinas hidrelétricas, e não as substituir. O tipo de fonte de energia que de fato agregaria na segurança e confiabilidade do sistema seria a fonte termelétrica. O problema é que, conforme salienta Abbud e Tancredi (2010), a geração termelétrica além de ser altamente poluidora, possui custo muito mais elevado em comparação à fonte hidrelétrica, o que acaba impactando num maior custo para todo o sistema e conseqüente aumento na tarifa final dos consumidores de energia elétrica.

2.3 PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCHs)

Devido ao alto potencial hidráulico do Brasil e as restrições ambientais que impedem a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) tornam-se alternativa extremamente importante para o desenvolvimento energético sustentável do país. Esses empreendimentos, como o próprio nome diz, são usinas hidrelétricas de menor porte, o que resulta em concepção, construção e operação mais simplificada (REIS, 2003 *apud* SILVA *et al.*, 2016). O funcionamento das PCHs, como explicam Silva *et al.* (2016), se dá da mesma maneira que em grandes usinas hidrelétricas, utilizando barragem para represar a água fluvial e então conduzi-la até acionar turbina hidráulica que transforma energia hidráulica em mecânica. Logo depois, aciona-se um gerador

elétrico que transforma a energia mecânica em energia elétrica que será transmitida e distribuída para os consumidores finais, enquanto que a água utilizada no processo é reconduzida ao rio.

Apesar de no Brasil existirem PCHs desde o século XIX, esse tipo de empreendimento ficou fora do foco de expansão de aproveitamentos hidrelétricos durante a maior parte do século XX (FONTES *et al.*, 2010). A primeira definição dos critérios de enquadramento de PCHs no ordenamento jurídico brasileiro, de acordo com Silva (2017), se deu apenas em 1982, com a Portaria nº 109 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), extinto atualmente, e revisada mais duas vezes na mesma década, em 1984 e 1987. A autora ainda explica que, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, os critérios de enquadramento de PCHs foram redefinidos com a Resolução Normativa ANEEL nº 394 de 1998, que, em meio à reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, visava estimular empreendimentos de menor porte. Nessa mudança de critérios, a capacidade instalada máxima de PCHs passou de 10 MW para 30 MW, sendo que a capacidade instalada mínima permaneceu sendo de 1 MW.

Seguindo ainda na evolução das PCHs no ordenamento jurídico brasileiro apresentada por Silva (2017), em 2003, com a Resolução Normativa ANEEL nº 652, houve nova mudança nos critérios de definição de PCH, com aumento do limite de área de reservatório para esse tipo de empreendimento de 3 km² para 13 km². A Resolução Normativa ANEEL nº 673 de 2015 alterou novamente os critérios para PCHs, aumentando a capacidade instalada mínima para 3 MW, além de tornar mais simplificado o processo de aprovação de projetos básicos de PCHs na ANEEL, de tal forma que a agência reguladora passe a interferir menos no processo.

Em novembro de 2016, a Lei Federal nº 13.360 trouxe algumas importantes mudanças para o Setor Elétrico Brasileiro. Dentre elas está o aumento da capacidade instalada mínima para PCHs, de 3 MW para 5 MW. Também houve importante mudança no que diz respeito à participação das PCHs no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que será detalhado mais adiante.

Dessa forma, atualmente os critérios para enquadramento de uma Pequena Central Hidrelétrica são:

- a) Possuir capacidade instalada entre 5 MW e 30 MW;

- b) Área do reservatório deve ser inferior à 13 km², excluindo o leito do rio, com exceção de reservatórios de regularização cujo objetivo não seja apenas geração de energia elétrica.

As usinas hidrelétricas de grande porte, como já mencionado anteriormente, fazem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) e são operadas de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). As PCHs, conforme explica Bourges (2009), são geralmente operadas de maneira descentralizada, com despacho feito pelos próprios proprietários.

Empreendimentos que não são despachados de forma centralizada pelo ONS também não são simulados nos modelos computacionais de planejamento e despacho do Setor Elétrico. Essas usinas são planejadas na modelagem utilizando uma janela móvel de 5 anos anteriores, com atualização anualmente, considerando que no futuro essas usinas irão gerar a média desses 5 anos. Se não houverem dados suficientes para esse cálculo, o ONS considera a potência instalada dos empreendimentos multiplicada por um fator de geração calculado por mês, pelo tipo da fonte de energia, e o submercado que está inserido (SILVA, 2017).

A receita das PCHs, independentemente de ser operada centralizadamente ou não, advém de duas fontes, conforme explica Ávila (2013):

- a) Contratos – por meio de negociação bilateral entre gerador/gerador, gerador/consumidor, gerador/comercializador ou ainda através de leilões regulados entre gerador/distribuidor;
- b) Liquidação no Mercado de Curto Prazo – no qual a CCEE contabiliza a geração e consumo médios de energia com os contratos registrados de compra e venda, utilizando como preço da energia liquidada o PLD.

Se a operação da PCH fica a critério do empreendedor, este fica exposto ao risco hidrológico inerente ao aproveitamento hidrelétrico. Para mitigar esse risco, é facultado ao proprietário da PCH a opção de integrar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

2.3.1 Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

O MRE consiste em um mecanismo financeiro cujo objetivo é compartilhar os riscos hidrológicos que incidem nos agentes de geração, de tal forma que busque garantir a otimização de recursos hidrelétricos do SIN. Esse mecanismo faz a realocação contábil da energia dos membros que geraram acima de sua garantia física para os que geraram abaixo dela (CCEE, 2017). Silva (2017) define o MRE como um condomínio de usinas hidrelétricas, onde o excedente de energia gerado acima da garantia física das usinas participantes é cedido para usinas participantes que geraram abaixo de sua garantia física é remunerado pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que é publicada pela ANEEL.

Apesar de ter sido criado em 1998, o MRE só abriu possibilidade para o ingresso de PCHs, de acordo com Ávila (2013), a partir do ano 2000. A partir de então, a participação das PCHs no MRE passou por diferentes marcos regulatórios, que visaram disciplinar o Mecanismo de forma que a contribuição da energia gerada desses empreendimentos fosse calculada da maneira mais correta. Em 2007 a ANEEL lançou regulação que estabeleceria critérios para redução da garantia física das PCHs a partir da indisponibilidade nesses empreendimentos. Já em 2009, através de resolução normativa a ANEEL previu até a exclusão de PCHs do MRE no caso de reiterada ultrapassagem dos limites mínimos estabelecidos de geração em sua regulamentação (ÁVILA, 2013).

Essa possibilidade de exclusão de PCHs do MRE foi descartada com a Lei Federal nº 13.360 de 2016, na qual fica definido que a exclusão de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente só pode ocorrer por solicitação própria ou no caso de perda de outorga (BRASIL, 2016).

Como mencionado anteriormente, o MRE foi criado em 1998, época em que o Setor Elétrico Brasileiro apresentava características um tanto quanto diferentes das atuais. Dessa forma, esse Mecanismo encontra-se defasado de tal maneira que não consegue exercer sua função de mitigação do risco hidrológico no SIN.

De acordo com Menel (2017), as novas condições do SIN comprometem a desempenho das usinas hidrelétricas, resultando em déficits de geração de energia no MRE, como aconteceu nos últimos quatro anos consecutivamente. Os principais

fatores que contribuíram para a atual situação prejudicial do MRE, de acordo com o autor, são:

- a) Inserção de Energia de Reserva através de leilões específicos. Essa expansão, que seria “acima da ordem de mérito”, se baseou principalmente em fontes intermitentes de energia que, ao serem despachadas, deslocam outras fontes que agregam confiabilidade ao sistema, como as usinas hidrelétricas participantes do MRE;
- b) O despacho Fora da Ordem de Mérito (FOM) que vem causando distorções no setor e no MRE especificamente;
- c) Captações irregulares de água para fins divergentes da geração de energia;
- d) Expansão de usinas hidrelétricas a fio d’água na região Norte do país, diminuindo proporcionalmente a capacidade do SIN de armazenar água (e consequentemente energia);

A complicada situação que vive o MRE atualmente e a mudança advinda da Lei Federal 13.360/16 no que tange a participação das PCHs no Mecanismo fizeram com que a ANEEL realizasse no ano de 2017 uma Audiência Pública (AP) para discutir o assunto. O tema da AP 24/2017 foi a revisão da Resolução Normativa nº 409/2010, que estabelece os critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no MRE, e contou com 40 contribuições da sociedade. Entretanto, até o período em que o presente trabalho foi desenvolvido não houve atualização da Resolução.

2.3.2 Garantia Física

Garantia física de uma usina é o quanto ela representa de contribuição na segurança de suprimento de energia do SIN, e é o montante máximo de energia elétrica que a usina pode vender em contratos – tanto no ACR quanto no ACL –

expresso em MW médios (MARTINS SEGUNDO *et al.*, 2016). De acordo com EPE (2017), a garantia física define qual é a quantidade máxima de energia que um empreendimento de geração pode comercializar via contratos.

O termo garantia física comumente é tratado como sinônimo de energia firme, energia garantida e energia assegurada, de acordo com Carvalho (2016) *apud* Silva (2017). Entretanto, o autor alerta que esses termos são diferentes entre si e se associam a diferentes modelos de comercialização de energia.

A energia firme de uma usina hidrelétrica, de acordo com ANEEL (2005), é a máxima produção contínua de energia que pode ser obtida ao supor a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio em questão. No caso do Sistema Elétrico Brasileiro, o histórico de vazões é composto por dados verificados ao longo de mais de setenta anos.

A energia garantida, conforme explica SOARES FILHO (2011) *apud* MELEK (2016), passou a ser calculada quando o SEB começou a utilizar modelos estocásticos para seu planejamento e operação, e consiste na máxima produção que é mantida pelo sistema considerando um risco (de 5% de acordo com o critério utilizado no SEB) associado nas simulações de diferentes séries hidrológicas.

O conceito de energia assegurada definido pela ANEEL (2005) pode ser confundido com o de energia garantida, já que é definido pela Agência como a máxima produção de energia que pode ser mantida constantemente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das milhares de possibilidades de sequências de vazões criadas estatisticamente, admitindo um risco (que atualmente é de 5%) de não atendimento à carga demandada. Ávila (2013) explica a diferença afirmando que a energia assegurada embora definida de forma muito semelhante à energia garantida, possui viés comercial, já que limita a contratação de energia pelos concessionários. O autor também cita que conforme Resolução ANEEL 244 de 1998, a energia assegurada seria igual a 95% da energia garantida entre os anos de 1999 e 2002, e a partir disso deveria ser calculada por método que seria estabelecido.

Levando em consideração as definições desses diferentes termos utilizados no SEB, Ávila (2013) define a garantia física como sendo idêntica à energia assegurada e semelhante à energia garantida, sendo obtida, diferentemente da energia firme, por critérios probabilísticos que admitem risco de déficit e consequentemente não asseguram a geração mínima determinística.

O cálculo da garantia física de usinas hidrelétricas não despachadas centralizadamente pelo ONS, que são a grande maioria das PCHs, é dado pela Portaria nº 463 do Ministério de Minas e Energia de 3 de dezembro de 2009, e consiste na seguinte fórmula representada na Equação (1):

$$GFe = \sum_{i=1}^n \min((Q_i - (q_r + q_u)) * 9,81 * (H_b - h) * \eta_{tg} * P) * (1 - perdas) * (1 - TEIF) * (1 - IP) * \frac{1}{n * 1000} - C_{int} \quad (1)$$

Onde:

GF : garantia física de energia (MW médio);

Q_i : vazão média do mês i (m³/s);

q_r : vazão remanescente (m³/s);

q_u : vazão de uso consuntivo (m³/s);

H_b : queda bruta (m);

h : perda de carga (m);

η_{tg} : rendimento do conjunto turbina/gerador (%);

P : potência instalada total (kW);

$perdas$: perdas elétricas até a conexão (%);

$TEIF$: taxa equivalente de indisponibilidade forçada (%);

IP : indisponibilidade programada (%);

C_{int} : consumo interno da usina (MW médio);

n : número de meses.

A Portaria nº 463/2009 ainda define as fórmulas para o cálculo da TEIF e da IP para esses empreendimentos, conforme as Equações (2) e (3):

$$TEIF = \frac{\sum_{i=1}^n (HI_{Fi} * Pot_i)}{\sum_{i=1}^n (HP_i * Pot_i)} \quad (2)$$

$$IP = \frac{\sum_{i=1}^n (HI_{Pi} * Pot_i)}{\sum_{i=1}^n (HP_i * Pot_i)} \quad (3)$$

Onde:

n : número de máquinas do empreendimento;

HI_{Fi} : horas indisponíveis forçadas da unidade i ;
 HI_{Pi} : horas indisponíveis programadas da unidade i ;
 HP : total de horas de análise;
 HP' : total de horas de análise descontado HI_{Pi} ;
 Pot_i : potência da unidade i (kW);

De acordo com Pinto (2014), a metodologia para o cálculo da garantia física definida para os empreendimentos hidrelétricos não despachados centralizadamente é basicamente a média da geração de energia elétrica no período de medições disponível, descontadas as indisponibilidades forçadas e programas. O autor sugere ainda que esse cálculo é passível de melhorias para a determinação da garantia física.

Considerando a metodologia apresentada acima, Segundo *et al.* (2016) analisaram a diferença entre a utilização de séries de vazões médias mensais, conforme definido pela Portaria nº 463/2009 do MME, e séries de vazões médias diárias. Isso porque, de acordo com os autores, pelo fato de PCHs possuírem área de drenagem pequena e não contarem com reservatórios capazes de armazenar vazões significativas a utilização de séries de vazões médias mensais não é adequada para esse tipo de empreendimento. Em seu estudo, os autores verificaram que a utilização de séries de vazões médias mensais no cálculo acaba superestimando a garantia física das PCHs trabalhadas no estudo. Logo, sugerem a utilização de séries de vazões médias diárias para valores mais realistas de garantia física.

Seguindo na mesma linha, Silva (2017) analisou a metodologia para o cálculo da garantia física de centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Em seu trabalho a autora verificou que há discrepância entre as garantias físicas calculadas e reais desse tipo de empreendimento. Para diminuir essa diferença, a autora concluiu que se deve alterar os tratamentos realizados com os dados de entrada na metodologia de cálculo da garantia física: deve-se utilizar vazões médias diárias ao invés de mensais, considerar o engolimento mínimo das usinas (vazão não-operativa) e considerar a variação dos parâmetros dependentes das variáveis vazão e queda ao invés de deixá-los constantes.

2.3.3 Importância das PCHs no Setor Elétrico Brasileiro

Apesar do esforço brasileiro em buscar a autossuficiência energética após a crise do petróleo em 1973 visando incentivar o aproveitamento de energias renováveis, as PCHs não eram competitivas em comparação a outras fontes de energia elétrica, inclusive usinas hidrelétricas de maior porte, visto que o ambiente de contratação de energia era regulado totalmente pelo Estado (LEÃO, 2008; FONTES *et al.*, 2010). Portanto, embora o marco legal das PCHs tenha acontecido na década de 1980, Fontes *et al.* (2010) destacam que os incentivos do governo e consequentemente a procura por esse tipo de empreendimento eram pequenos, vindo a ser estimulados apenas a partir do “apagão” de 2001, quando o país passou a realizar programas de energia voltados à proteção ambiental e regular o setor elétrico de forma a afastar as concessionárias de energia das pequenas centrais, abrindo espaço para produtores independentes.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecido pela Lei 10.438 de 2002, de acordo com Pontes *et al.* (2009), foi um marco importante para as PCHs. Os autores explicam que esse Programa focava em empreendimentos energéticos de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas e garantia a compra de sua energia produzida pela ELETROBRÁS, de forma a viabilizar seu investimento por parte de produtores independentes.

Além do PROINFA, Leão (2008) cita também como importantes incentivos às PCHs o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e a Conta Consumo de Combustíveis (CCC).

Carvalho (2014) explica que, criado a partir do Protocolo de Quioto que ocorreu no Japão em 1997, o MDL possibilitou a utilização de mecanismos de mercado para redução na emissão de gases de efeito estufa e abriu porta para a comercialização internacional de créditos de carbono, tornando-se então uma alternativa para que países em desenvolvimento pudessem buscar investimentos em tecnologia limpa.

De acordo com Carvalho (2014), a CCC visa a substituição da geração térmica fóssil por energia renovável nos sistemas elétricos isolados, localizados principalmente na Amazônia legal. O autor explica que, apesar de a CCC ter sido criada na década de 70, foi a partir de 2002 que houve a possibilidade da utilização desses recursos de sistemas isolados para aproveitamentos de fontes alternativas de energia (como as PCHs) que possam substituir a geração térmica e reduzir os custos

na geração de energia. Nogueira (2011) *apud* Carvalho (2014) afirma que o incentivo a essas fontes alternativas através da CCC beneficiou principalmente as pequenas centrais hidrelétricas.

Os incentivos dados pelo Estado às PCHs através da regulamentação podem ser resumidos, de acordo com Bourges (2009) em:

- a) Obtenção da concessão a partir de licença da ANEEL, dispensando licitação;
- b) Isenção da taxa de Uso de Bem Público (UBP) devida a Estados e Municípios;
- c) Isenção da obrigação de aplicação anual de 1% da receita líquida operacional em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- d) Isenção financeira pela utilização de recursos hídricos;
- e) Possibilidade de venda de energia diretamente a consumidores com carga acima de 500 kW;
- f) Redução de pelo menos 50% nas tarifas de uso de redes de transmissão e distribuição.

Os incentivos para o desenvolvimento de PCHs por parte do Estado se fazem essenciais para uma fonte de energia alternativa tão importante para o país. Castro *et al.* (2009) explicam que as PCHs são fonte de energia limpa com preços competitivos, além de demandarem menos tempo para construção - o que permite rápida expansão na capacidade de geração – e dependerem totalmente da indústria nacional para serem executadas. Os autores ainda citam que a emissão de gases de efeito estufa por parte das PCHs é significativamente menor do que fonte térmica, sendo que sua emissão é da ordem de 20 g por kWh gerado considerando todo o ciclo de vida útil da usina, enquanto que nas usinas térmicas esse número pode variar entre 600 g e 1.200 g por kWh gerado, dependendo do tipo de combustível fóssil utilizado.

As PCHs são importante alternativa de produção de energia renovável pois promovem a expansão da oferta de energia elétrica de forma rápida e eficiente,

principalmente em áreas isoladas e em pequenos centros industriais e agrícolas (HOMRICH, 2006 *apud* FARIA, 2011). Reis (2003) *apud* Silva *et al.* (2016) cita que, além de terem vantagem por maior simplicidade em sua concepção e operação hidrelétrica, as PCHs apresentam três características principais: entrada rápida no sistema de potência com flexibilidade para ágil mudança na quantidade de energia gerada; baixos custos de operação, manutenção e produção de energia; e impactos ambientais mais suaves. Além dessas vantagens, Castro *et al.* (2009) explicam ainda que por serem projetos de capital intensivo e reduzido custo marginal de operação (CMO), juntamente com o fato de possuírem longa vida útil, as condições de base das PCHs garantem que elas possuam oferta de preços realmente competitivos em comparação a empreendimentos térmicos.

Entretanto, o Brasil não tem promovido incentivos suficientes para promover melhor aproveitamento de seus recursos naturais (PRADO *et al.*, 2008). Os autores concluem que, além dos riscos de mercado e de engenharia associados às pequenas centrais hidrelétricas, esses empreendimentos ainda enfrentam riscos provocados por deficiência na regulação, que aparecem desde o início do estudo até a entrada em operação.

Seguindo na mesma linha, Fontes *et al.* (2010) afirmam que as PCHs enfrentam muitos desafios no mercado econômico e socioambiental, e em sua regulamentação. De acordo com Pontes *et al.* (2009), as incertezas regulatórias somadas aos riscos de natureza ambiental e social, que decorrem de um processo de licenciamento ambiental de alto grau de incertezas e atrasos, implicam em tarifas mais altas para os consumidores finais de energia e consequentemente para toda a sociedade brasileira.

Dessa forma, apesar de ser importante fonte renovável de energia elétrica como descrito anteriormente, as dificuldades para implementação das PCHs tornam a sua presença na Matriz Elétrica Brasileira muito aquém do esperado. De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, atualmente as PCHs correspondem a 3,21% da capacidade instalada de energia no Brasil, com quase 5 GW de potência distribuídos em 431 empreendimentos (ANEEL, 2017). Existem ainda, de acordo com a mesma fonte, 27 PCHs em construção que totalizam aproximadamente 370 MW de potência, e mais 134 PCHs com outorga, mas construção ainda não iniciadas que totalizam pouco menos de 1,8 GW de potência.

2.4 VALORAÇÃO

Embora possa haver confusão na utilização dos termos “valor” e “preço”, Tozzini *et al.* (2008) diferenciam os conceitos explicando que, enquanto o preço de um bem depende das condições de mercado; o conceito de valor associa-se às condições subjetivas de cada indivíduo, ficando em função de suas preferências e necessidades. Como exemplo os autores citam o valor de uma fruta, que será diferente para um sujeito que acabou de jantar e espera a sobremesa, e para um indivíduo que passa fome há dois dias.

Considerando que valoração é um assunto complexo e o conceito de valor acaba sendo apresentado de maneiras diferentes, Marques (2016), com base em outros autores, faz um interessante apanhado histórico sobre o tema. A origem do conceito de valor, que é o atributo que dá qualidade de bem econômico a um bem material, está no pensamento de Aristóteles, que subjetivou e fundamentou esse conceito na teoria marginalista – na qual se considera a utilidade marginal de um bem (SANDRONI, 1985 *apud* MARQUES, 2016). De acordo com o autor, foi no trabalho de Aristóteles que se iniciou a distinção entre as características físicas de um bem que possibilitam sua utilização pelo homem (valor de uso) e a proporção em que há intercâmbio desse bem com outros bens (valor de troca).

Seguindo ainda a linha histórica apresentada por Sandroni (1985) *apud* Marques (2016), na era moderna William Petty foi pioneiro na definição de trabalho como valor de troca, considerando-o como conteúdo do valor. Na sequência vieram Adam Smith com a teoria do valor-trabalho, na qual o trabalho seria a única medida real e definitiva do valor de mercadorias, David Ricardo com o pensamento de que o valor do trabalho em si dependia do preço dos artigos necessários à sobrevivência dos operários, e que conseqüentemente se refletia no salário, e Karl Marx que, em oposição à teoria objetiva do valor-trabalho, definiu valor através do tempo de trabalho socialmente necessário para a produção de um bem, e então fundamentou o conceito de valor na utilidade marginal com a teoria marginalista (SANDRONI, 1985 *apud* Marques, 2016).

2.4.1 Valoração Ambiental

Embora técnicas de valoração sejam muitas vezes associadas ao mundo empresarial, através de processos de conversão de projeções à estimativa de valor de uma empresa (PALEPU *et al.*, 2004), a utilização de técnicas para valorar aspectos ambientais vem sendo consolidada.

Nesse sentido, Eletrobrás (2000) apresentou trabalho intitulado “Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo no setor elétrico”, onde, apesar de incertezas e aproximações nas variáveis que influenciam no processo de valoração, apresentou métodos para a atribuição de valor aos recursos ambientais e ao bem-estar dos impactados por empreendimentos hidrelétricos e termelétricos que podem servir de base na análise dos tomadores de decisão no setor elétrico.

Ao tratar do assunto de valoração ambiental, Eletrobrás (2000) utiliza o Valor Econômico do Recurso Ambiental (VERA) e afirma que na literatura técnica é comum que esse VERA seja desagregado em Valor de Uso (VU) e Valor de Não-Uso (ou Valor de Existência – VE), sendo que o primeiro se divide ainda em Valor de Uso Direto (VUD), Valor de Uso Indireto (VUI) e Valor de Opção (VO), conforme a Equação (4):

$$VERA = (VUD + VUI + VO) + VE \quad (4)$$

Onde:

VERA: Valor Econômico do Recurso Ambiental;

VUD: Valor de Uso Direto – atribuído a um recurso ambiental por indivíduos em função do bem-estar que é proporcionado por seu uso direto;

VUI: Valor de Uso Indireto – atribuído a um recurso ambiental por indivíduos quando há benefício de seu uso proveniente de funções ecossistêmicas;

VO: Valor de Opção – representa a disposição a pagar por um recurso ambiental para manter a opção de fazer seu uso um dia, de forma direta ou indireta;

VE: Valor de Existência – está relacionado ao direito de existência de espécies não-humanas ou à preservação de outras riquezas naturais, derivando da posição moral, cultural, ética ou altruísta dos indivíduos.

Em resumo, de acordo com Eletrobrás (2000), pode-se apresentar a valoração atribuída ao meio ambiente conforme a Figura 9.

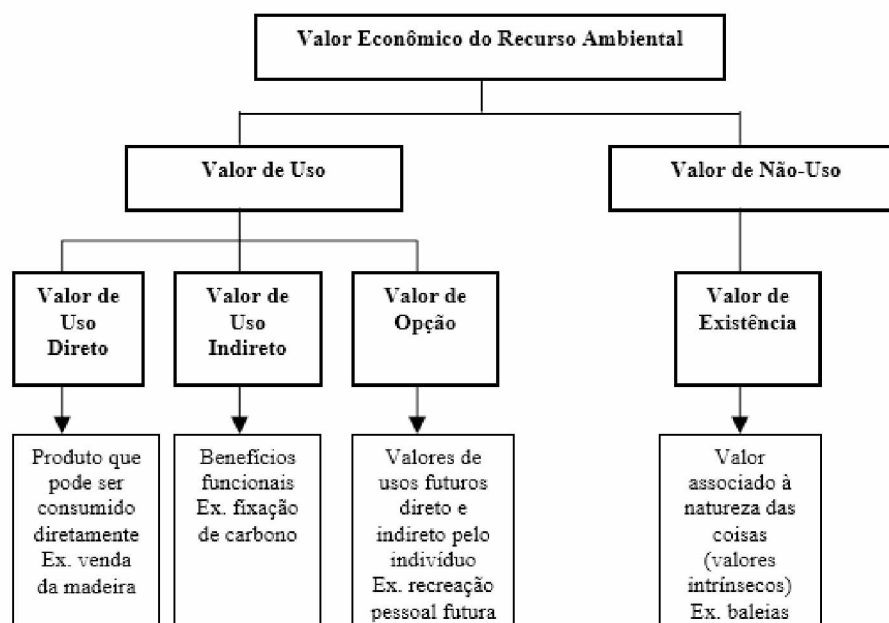


Figura 9 - Taxonomia do Valor Econômico do Meio Ambiente
Fonte: Eletrobrás (2000)

A valoração ambiental pode ser feita através de diferentes metodologias que em geral seguem a base apresentada por Eletrobrás (2000), e se faz importante em diferentes segmentos da sociedade.

Por exemplo, Portugal *et al.* (2012) utilizaram métodos de valoração ambiental para internalizar custos ambientais na gestão financeira de organizações, focando no agronegócio. Já Furio (2006) buscou estimar o valor ambiental para empresas de mineração, papel e celulose e siderurgia através de métodos de valoração.

A valoração ambiental pode e deve ser utilizada também no setor energético, em especial no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Alves (2009) ao valorar impactos ambientais associados à expansão da Matriz Elétrica Brasileira verificou que, pelo fato de a modelagem de preços do SEB não considerar impactos ambientais (positivos e negativos) das diferentes fontes de geração de energia elétrica, a utilização de fontes alternativas acaba permanecendo com preços mais elevados em comparação às fontes convencionais e mais poluidoras. Dessa forma, a autora sugere que instrumentos econômicos sejam utilizados para incentivar a expansão das fontes

limpas. Ou seja, considerar os impactos ambientais positivos e negativos em cada fonte de energia para que isso seja levado em conta na formação dos preços do setor.

A internalização do valor dos impactos ambientais causados por fontes de geração de energia também foi tema trabalhado por Santos (2017), que desenvolveu uma metodologia própria para planejamento da expansão do SEB que considera critérios ambientais e a interação entre oferta e demanda, conceitos que não são considerados pelos tomadores de decisão do setor no Brasil.

2.4.2 Valoração de Fontes Renováveis de Energia

Embora a valoração ambiental seja extremamente importante na tomada de decisão com relação à utilização de diferentes fontes de energia, esse é apenas um dos critérios que deve ser considerado nesse tipo de análise. Menegaki (2007) em seu estudo comparou e sumarizou quatro métodos de valoração para fontes de energia renovável. Além de verificar que a maioria de estudos utilizam o termo valoração mas são de fato uma avaliação, o autor identificou três tipos de métodos: econômico, que estaria relacionado aos consumidores; financeiro, cuja utilização mais apropriada seria pelos tomadores de decisão; e de análise emergencial, que leva em consideração um lado mais ecológico de estudo. O autor propõe que para a valoração de energia renovável seja necessária a utilização de metodologia que, embora semelhante à da Eletrobrás (2000) apresentada na seção anterior para valoração ambiental, apresente alguns itens diferentes. Para tanto, Menegaki (2007) apresenta uma desagregação total do valor para energia renovável conforme ilustra a Figura 9.

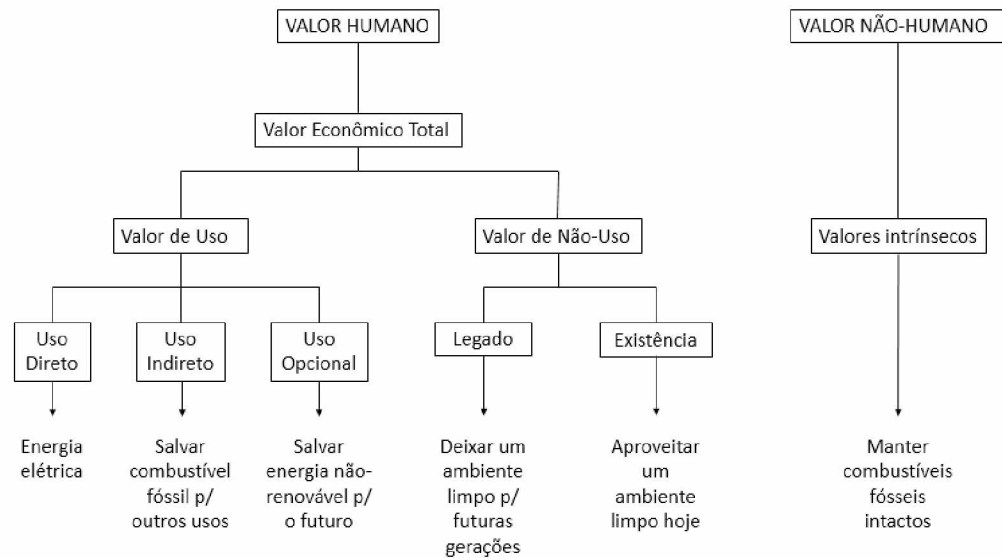


Figura 10 - Desagregação total do valor para energia renovável
Fonte: O Autor, adaptado de Menegaki (2007)

Depois da análise comparativa de Menegaki (2007), outros estudos surgiram em diferentes países que, utilizando diferentes metodologias e critérios, buscaram valorar fontes renováveis de energia elétrica.

Gowrisankaran *et al.* (2011) desenvolveram um método para quantificar o valor econômico de energia renovável em larga escala. O método foi criado para energia solar, levando em consideração sua intermitência e a quantidade de gás carbônico que é evitada de ser lançada na atmosfera com a utilização dessa fonte de energia.

Com o foco de valorar projetos de energia renovável com base nas opções regulatórias da Dinamarca, Finlândia e Portugal, Monjas-Barroso e Balibrea-Iniesta (2013) modelaram as principais incertezas dos projetos desse tipo, os custos de investimento e os preços de energia para os consumidores.

Na Finlândia, Kosenius e Ollikainen (2013) fizeram uma valoração ambiental e social de fontes renováveis de energia. Os autores analisaram quatro fontes alternativas: eólica, hidrelétrica, biomassa florestal e biomassa agrícola. Além disso, foram considerados quatro impactos da utilização dessas fontes energéticas no país: na biodiversidade, na geração de empregos, na emissão de gás carbônico e nas contas de energia dos consumidores.

Huh *et al.* (2015) fizeram um estudo do valor econômico das políticas de energia renovável da Coreia do Sul. Para isso, os autores utilizaram métodos de

valoração contingente para cada política energética e para o valor agregado total no país.

Focando na valoração dos impactos ambientais de projetos de energia na Islândia, Cook *et al.* (2016) propuseram a utilização de métodos que não são de mercado para estimar o sacrifício de benefícios ambientais que ocorre para o desenvolvimento energético do país. Com isso, o trabalho sugere que esses benefícios sacrificados sejam incorporados nas análises de benefício/custo dos projetos de energia.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Visando estimar o valor da energia gerada por PCHs no Sistema Elétrico Brasileiro, o presente trabalho utilizou uma metodologia própria que leva em consideração dois aspectos diferentes: 1) valor energético (valor de uso); 2) valor ambiental (valor de não uso). Em ambos os casos a análise feita considera os impactos provenientes da substituição da geração de energia elétrica de PCHs por usinas termelétricas (UTES).

Como já apresentado anteriormente, as PCHs propiciam uma geração de energia elétrica limpa e barata, enquanto que as UTES são muito mais poluentes e possuem custo elevado no processo de geração. Entretanto, apesar de ainda haver grande potencial hidrelétrico no Brasil, o planejamento de expansão do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) deixa de lado as centrais hidrelétricas e opta pela geração térmica para suprir a intermitência das fontes eólica e solar.

Dessa forma, a metodologia proposta no presente trabalho busca valorar a energia gerada pelas PCHs levando em consideração o custo de oportunidade¹ na geração de energia em comparação com as UTES e a emissão de poluição atmosférica evitada ao se utilizar PCHs.

Além dos dois aspectos propostos na metodologia do presente trabalho, outra análise importante para estimativa do valor da energia gerada por PCHs no Brasil seria a do valor do custo de déficit de energia elétrica. De maneira geral essa análise se baseia no valor da interrupção do fornecimento de energia elétrica para o país, considerando o impacto que acontece na economia como um todo. Entretanto, a metodologia utilizada atualmente elaborada pelo Cepel consiste na atualização de uma curva de custo de déficit que foi desenvolvida com base em um trabalho do Instituto Equatoriano que utiliza uma matriz de insumo-produto de 1975 (DUTRA *et al.*, 2014). Logo, tal metodologia encontra-se defasada e foi objeto de projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) apresentado pela ANEEL na chamada 002/2008 e que até o momento de produção do presente trabalho ainda foi publicado. Quando houver a definição de nova metodologia para estimativa do valor do custo de déficit de energia elétrica, essa análise pode ser incorporada no presente trabalho visando

¹ Custo de oportunidade é o termo utilizado quando o tomador de decisão escolhe investir em uma alternativa ao invés de outras e, dessa forma, renuncia aos benefícios das demais alternativas (DENARDIN, 2004). Em outras palavras, é o custo da escolha de alguma coisa em detrimento a outras.

agregar mais um componente na estimativa da valoração da energia gerada pelas PCHs.

Outro aspecto que também pode ser futuramente incorporado na valoração da energia gerada por PCHs é a redução na perda de energia por transmissão, já que as pequenas centrais, de maneira geral, estão localizadas em regiões mais próximas aos centros de carga do que grandes usinas hidrelétricas, eólicas e solares, por exemplo.

Entretanto, no presente trabalho a análise fica estrita à questão energética e ambiental que considera o custode oportunidade e a poluição evitada por se utilizar PCHs ao invés de UTEs. Com a estimativa de cada um desses dois valores, o valor da energia gerada pelas PCHs no SIN é a soma de ambos, como pode-se observar na Equação 5.

$$V_{PCH} = VE_{PCH} + VA_{PCH} \quad (5)$$

Onde:

V_{PCH} : Valor da energia gerada por PCHs no SEB (R\$/MWh);

VE_{PCH} : Valor energético da geração de energia por PCHs (R\$/MWh);

VA_{PCH} : Valor ambiental da geração de energia por PCHs (R\$/MWh).

Os critérios da metodologia proposta para estimativa do valor energético (VE_{PCH}) e do valor ambiental (VA_{PCH}) da energia gerada por PCHs no SEB estão descritos a seguir.

3.1 VALORAÇÃO ENERGÉTICA

Para a estimativa do valor energético da energia gerada por PCHs no SEB deve-se considerar o custo de oportunidade ao utilizar essa fonte de energia ao invés de usinas termelétricas (UTEs). Ou seja, o custo de oportunidade representa o quanto se deixa de gastar ao escolher para geração de energia as PCHs e não UTEs.

O primeiro passo para essa estimativa é a obtenção dos dados de geração de energia por PCHs e UTEs no SIN. Embora seja relativamente fácil acessar os dados de geração das UTEs no SIN, os dados da geração de eletricidade por PCHs são

disponibilizados no relatório mensal Infomercado da CCEE, que é acessível pelo site da mesma. Entretanto, esses relatórios mensais só apresentam dados específicos de geração de energia por PCHs a partir de 2010 (no período anterior a isso são apresentados dados de geração hidrelétrica em geral, sem discriminar UHEs e PCHs). Dessa forma, com os dados obtidos da geração de energia por PCHs, o presente trabalho limitou-se a utilizar dados mensais de janeiro de 2010 a dezembro de 2016, resultando em um período de análise de 6 anos (72 meses).

Com os dados mensais de geração de energia por PCHs e UTEs no SIN obtidos em megawatt-hora (MWh), é necessário “transformar” a geração por PCHs em geração térmica para posterior comparação e verificação do custo de oportunidade. Como se trata do montante de energia gerada, a “transformação” da energia gerada por PCHs para UTEs não envolve qualquer operação matemática, bem como não necessita de correção por conta de fator de capacidade – considera-se simplesmente que essa quantidade de energia gerada pelas PCHs é gerada por UTEs. O custo de oportunidade mensal na geração de energia por PCHs ao invés de UTEs será dado pela diferença entre o custo de geração referente a dois termos: 1) a quantidade total de energia gerada mensalmente de fato por UTEs no SIN (E_{UTE}); e 2) a soma da quantidade total de energia gerada mensalmente por PCHs e UTEs no SIN ($E_{UTE+PCH}$). A Equação 6 representa os dois termos que servirão de base para comparação entre os custos de geração termelétrica.

$$E_{UTE+PCH_i} = E_{UTE_i} + E_{PCH_i} \quad (6)$$

Onde:

$E_{UTE+PCH_i}$: Soma da quantidade total de energia gerada por UTEs e PCHs no SIN no mês i (MWh);

E_{UTE_i} : Quantidade total de energia gerada por UTEs no SIN no mês i (MWh);

E_{PCH_i} : Quantidade total de energia gerada por PCHs no SIN no mês i e que é “transformada” em energia gerada por UTEs para posterior comparação dos custos de geração (MWh).

Para saber qual é o custo de oportunidade ao se transformar a energia gerada por PCHs em UTEs é necessário utilizar uma curva acumulada das usinas

termelétricas no SIN que reflita o aumento no custo conforme maior acionamento de UTEs, chamada de Curva da Ordem de Mérito das UHEs. Os arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” utilizados pelo ONS no planejamento e operação do SIN através do modelo Newave contém os dados relativos às UTEs do SIN (nome, tipo de combustível, capacidade instalada e custo). Com esses dados é possível elaborar a Curva de Ordem de Mérito das UTEs que relaciona o custo e a capacidade instalada de cada usina acumuladamente. Os arquivos utilizados no presente trabalho são de dezembro de 2017 e a Curva de Ordem de Mérito das UTEs no SIN obtida pode ser observada na Figura 11.

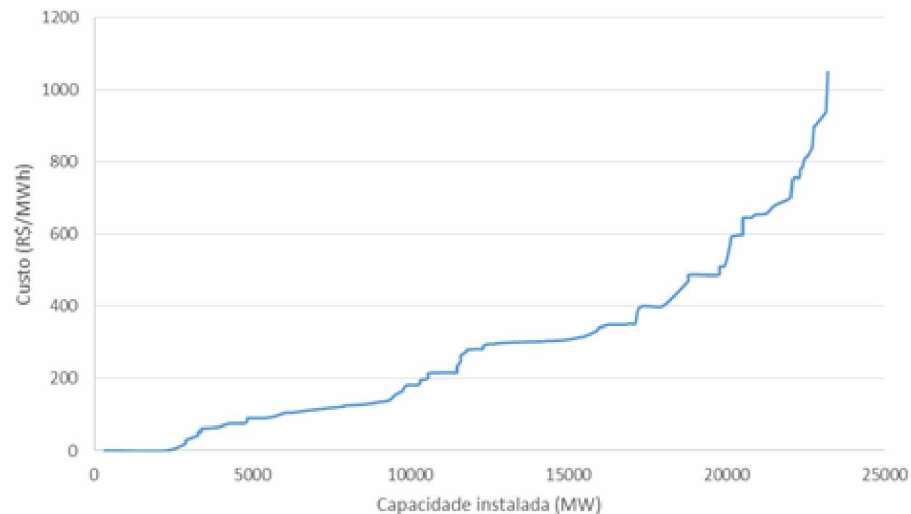


Figura 11 - Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN
Fonte: O autor (2018), com base nos dados do ONS (2017)

Como a metodologia proposta no presente trabalho pretende utilizar a Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN para estimar o custo de oportunidade na utilização de PCHs na geração de energia ao invés de UTEs, para facilitar sua utilização é necessário ajustar uma curva que possa ser representada por uma equação polinomial. A curva ajustada à Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN, bem como a equação que a define e seu coeficiente de determinação (R^2) são apresentados na Figura 12.

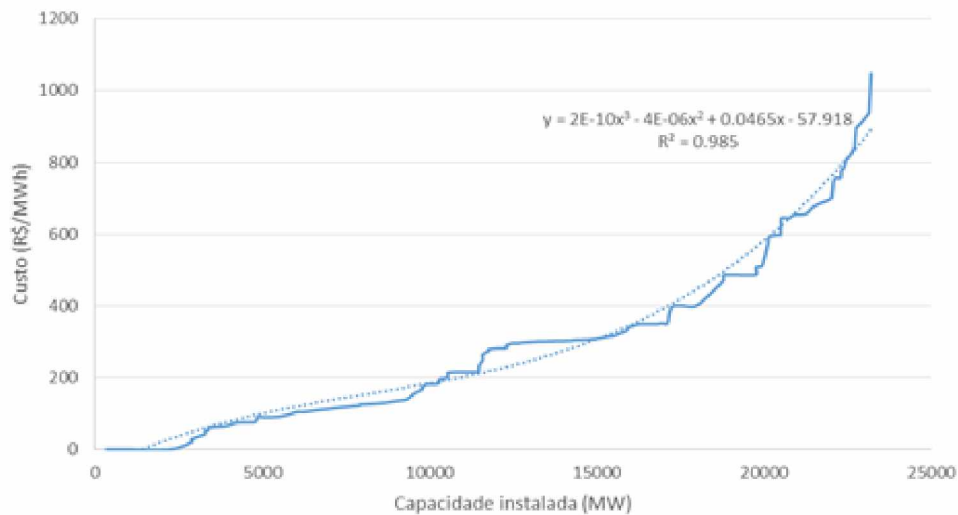


Figura 12 - Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN com ajuste
Fonte: O autor (2018), com base nos dados do ONS (2017)

A Equação 7 representa a equação da curva ajustada à Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN.

$$C = 2 * 10^{-10}P^3 - 4 * 10^{-6}P^2 + 0,0465P - 57,918 \quad (7)$$

Onde:

C : Custo de geração de energia (R\$/MWh);

P : Potência instalada (MW).

Com a Equação 7 é possível calcular o custo (C) em R\$/MWh da energia gerada pelo conjunto de usinas correspondente à capacidade instalada desejada (P). Além disso, o valor encontrado para o coeficiente de determinação R^2 de 0,985 é muito próximo de 1 e representa que a curva obtida se ajusta muito bem à Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN. Portanto, é possível utilizar a Equação 7 na metodologia proposta.

Porém, como a Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN representa o custo da geração de energia em função da capacidade instalada (MW) e não da energia propriamente gerada, é necessário transformar $E_{UTE+PCH}$ e E_{UTE} em potência. Isso se dá através da utilização de um fator de capacidade para os empreendimentos de geração de energia, como é apresentado nas equações 8 e 9.

$$P_{UTE+PCH_i} = \frac{E_{UTE+PCH_i}}{f_{c_{UTE}}} \quad (8)$$

Onde:

$P_{UTE+PCH_i}$: Potência instalada correspondente à energia gerada por UTEs e PCHs no SIN no mês i (MW);

$f_{c_{UTE}}$: Fator de capacidade médio para UTEs.

$$P_{UTE_i} = \frac{E_{UTE_i}}{f_{c_{UTE}}} \quad (9)$$

Onde:

P_{UTE_i} : Potência instalada correspondente à energia gerada por UTEs no SIN no mês i (MW);

$f_{c_{UTE}}$: Fator de capacidade médio para UTEs.

O fator de capacidade médio utilizado nas Equações 8 e 9 é o mesmo porque a energia gerada pelas PCHs foi “transformada” em energia gerada por UTEs, conforme descrito anteriormente. Dessa forma, o fator de capacidade médio utilizado foi calculado através da média ponderada dos fatores de capacidade das UTEs do SIN (apresentados no arquivo “TERM.DAT”) em relação às suas respectivas potências instaladas. O fator de capacidade médio calculado foi de 0,8158 (81,58%). Isso significa que para 1 MW de potência instalada em UTE, tem-se uma garantia física igual a 0,8158 MW médio².

Com a energia gerada mensalmente por UTEs e PCHs transformada em potência instalada é possível utilizar a equação da curva ajustada à Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN para cálculo do custo correspondente à geração de energia, conforme pode-se observar nas Equações 10 e 11.

$$C_{UTE+PCH_i} = 2 * 10^{-10} P_{UTE+PCH_i}^3 - 4 * 10^{-6} P_{UTE+PCH_i}^2 + 0,0465 P_{UTE+PCH_i} - 57,918 \quad (10)$$

² MWmédio é uma unidade que representa a produção de energia produzida pela operação contínua de um megawatt (MW) de capacidade instalada durante um determinado período de tempo. Ou seja, 1 MW médio é calculado por 1 MWh dividido por uma hora (MWh/h). Dessa forma, 1 MW médio em um mês representa 1 MW x 726 horas = 726 MWh (MERCATTO ENERGIA, 2018).

Onde:

$C_{UTE+PCH_i}$ custo relativo à capacidade instalada que corresponde à energia gerada por UTEs e PCHs no SIN no mês i (R\$/MWh).

$$C_{UTE_i} = 2 * 10^{-10} P_{UTE_i}^3 - 4 * 10^{-6} P_{UTE_i}^2 + 0,0465 P_{UTE_i} - 57,918 \quad (11)$$

Onde:

C_{UTE_i} : custo relativo à capacidade instalada que corresponde à energia gerada por UTEs no SIN no mês i (R\$/MWh).

Com o custo da energia gerada por UTEs e o custo da energia gerada por UTEs e PCHs juntas (lembrando que a geração de energia por PCHs foi “transformada” em energia termelétrica de acordo com a metodologia proposta), é possível calcular para cada mês do período de estudo o custo de oportunidade na geração de energia pela utilização de PCHs ao invés de UTEs. Esse custo de oportunidade é calculado de acordo com a Equação 12.

$$C_{PCH_i} = C_{UTE+PCH_i} - C_{UTE_i} \quad (12)$$

Onde:

C_{PCH_i} : Custo de oportunidade com a geração de energia através de PCHs ao invés de UTEs no mês i (R\$/MWh).

Esse procedimento de cálculo do custo de oportunidade utilizando-se a Equação 12 deve ser feito para cada mês do período de estudo. A Figura 13 ajuda a melhor visualizar o procedimento de obtenção do custo de oportunidade mensalmente na geração de energia utilizando-se PCHs ao invés de UTEs.

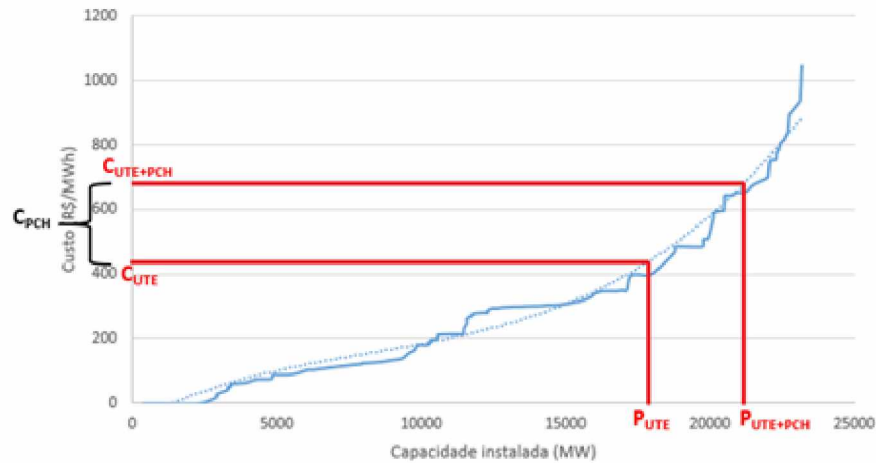


Figura 13 - Procedimento para cálculo do custo de oportunidade utilizando PCHs ao invés de UTEs
Fonte: O autor (2018)

Entretanto, o custo de oportunidade é calculado com base nos custos de UTEs que constam nos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” que o ONS utiliza para planejamento e operação do SIN que, conforme mencionado no início deste capítulo, são de dezembro de 2017. Como dinheiro varia ao longo do tempo, é necessário corrigir os valores obtidos nos cálculos mensais do custo de oportunidade, trazendo-os a Valor Presente.

Para o Valor Presente considera-se o mês de janeiro de 2018. A correção dos custos evitados deve ser feita com a utilização de algum índice de correção monetária. No presente estudo foi escolhida a Taxa Selic que, de acordo com o Banco Central do Brasil (BCB), é definida como “a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) para títulos federais”. Os valores da Taxa Selic são disponibilizados no site do BCB. No caso da correção monetária necessária para a valoração energética que é descrita neste capítulo, utiliza-se apenas o valor correspondente à correção de dezembro de 2017 para janeiro de 2018 que, de acordo com os dados fornecidos pelo BCB, é de 1,15% ao mês. A correção monetária é feita de acordo com a Equação 13.

$$C_{PCH_{VP_i}} = C_{PCH_i} * (1 + SELIC_i) \quad (13)$$

Onde:

$C_{PCH_{VP_i}}$: Custo de oportunidade com a geração de energia através de PCHs ao invés de UTEs no mês i à Valor Presente (R\$/MWh);
 $SELIC_i$: Taxa Selic no mês i .

Com os custos de oportunidade mensais já calculados anteriormente devidamente corrigidos monetariamente para o Valor Presente é possível estimar o valor energético da geração de energia por PCHs, conforme mostra a Equação 14.

$$VE_{PCH} = \frac{\sum_{i=1}^k C_{PCHVPi}}{k} \quad (14)$$

Onde:

k : último mês do período de estudo

O valor energético da geração de energia através de PCHs ao invés de se utilizar UTEs corresponde à média dos custos de oportunidade mensais a Valor Presente.

3.2 VALORAÇÃO AMBIENTAL

A estimativa do valor ambiental da energia gerada por PCHs é feita considerando o custo de oportunidade da emissão de poluentes na atmosfera ao se utilizar essa fonte ao invés de UTEs. Para isso, é necessário definir os critérios de emissão de gases na atmosfera para cada fonte de geração de energia, especialmente a fonte térmica que pode funcionar com diferentes tipos de combustíveis.

Neste trabalho optou-se por utilizar duas fontes diferentes que estimam a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera: 1) Florez-Orrego (2014); e 2) Miranda (2012). Ambos os estudos apresentam valores de emissão em função apenas do dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) para as diferentes fontes de energia elétrica. Dessa forma é possível comparar os resultados encontrados ao final deste estudo.

A quantidade de CO₂eq emitida em cada tipo diferente de usina é estimada no trabalho de Florez-Orrego (2014) com base em emissões diretas (no processo de geração de energia) e indiretas (ao longo do processo construtivo e de fabricação das estruturas dos empreendimentos) e, de acordo com o autor, se enquadra dentro dos limites mínimos e máximos previstos na literatura técnica. Esses dados podem ser observados na Tabela 1.

Tabela 1 - Comparação das emissões de CO₂eq da eletricidade brasileira obtidas em Florez Orrego (2014) e as reportadas na literatura em Weisser (2007) e Lenzen et al. (2006)

Usina	Emissões de CO₂eq (gCO₂eq/kWh)	Emissões de CO₂eq (Mín-Máx) (gCO₂eq/kWh)
Term. Carvão	892,33	760-1280
Term. Óleo Combustível	725,67	520-1200
Term. Gás Natural	484,11	400-800
Term. Biomassa	96,78	40-100
Usinas Nucleares	27,54	4-28
Usinas Eólicas	3,00	8-32
Usinas Hidrelétricas	4,33	0-36

Fonte: O Autor, adaptado de Florez Orrego (2014)

No trabalho de Florez Orrego (2014) não estão contempladas as UTEs movidas a resíduos e não são especificadas as UTEs movidas a GNL (Gás Natural Liquefeito) e óleo diesel. Dessa forma, no presente trabalho optou-se por atribuir às UTEs movidas a resíduos zero emissão de CO₂ equivalente na atmosfera, enquanto que para as UTEs movidas a GNL o valor de emissão utilizado é o mesmo das UTEs movidas a Gás Natural (em estado gasoso) e para as UTEs movidas a óleo diesel o valor utilizado de emissão de CO₂ equivalente foi o mesmo das UTEs movidas a óleo combustível.

Já no trabalho de Miranda (2012), a quantidade de CO₂ equivalente emitida para cada tipo de usina de geração de energia é feita com base em uma extensão revisão de literatura técnica. O resultado encontrado pela autora pode ser observado na Tabela 2.

Tabela 2 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa das tecnologias de geração de eletricidade

Tecnologia de geração	Fator de emissão (gCO₂eq/kWh)
Term. Carvão	1.144
Term. Óleo Combustível	781
Term. Gás Natural	518
Term. Óleo Diesel	829
Usinas Nucleares	14
Usinas Eólicas	16
Usinas Hidrelétricas	86

Fonte: O Autor, adaptado de Miranda (2012)

Na Tabela 2 “Termo – CM” diz respeito Às UTEs movidas a Carvão Mineral, “Termo – GN” às UTEs a Gás Natural, “Termo – OC” se refere às UTEs a Óleo Combustível e “Termo – OD” às UTEs movidas a Óleo Diesel. Da mesma forma que no trabalho de Florez Orrego (2014), o estudo de Miranda (2012) não contempla as UTEs movidas a resíduos e, portanto, considerou-se que as emissões desse tipo de usina são nulas. Além disso, as UTEs movidas a GNL tiveram seus valores de emissão considerados iguais às UTEs movidas a gás natural (em estado gasoso).

Com os dois critérios de emissões de CO₂ equivalente na atmosfera pelas usinas do SIN definidos, é possível iniciar o procedimento de estimativa do valor ambiental da energia gerada por PCHs. Inicialmente é necessário utilizar os dados da Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN já mencionada na seção anterior. Entretanto, para a valoração ambiental optou-se por utilizar os dados da curva considerando a geração de energia efetivamente para cada UTE ao invés de sua capacidade instalada. Ou seja, com os dados dos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT”, utilizados pelo ONS para planejamento e operação do SIN, é necessário multiplicar a capacidade instalada de cada UTE da lista pelo fator de capacidade médio calculado e já definido anteriormente neste trabalho (de 0,8158 ou 81,58%). Com isso tem-se uma relação das usinas pelo nome, tipo de combustível, custo, capacidade e energia gerada.

Considerando os dois critérios de emissões de gases a partir da geração de energia elétrica selecionados neste trabalho – Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) – deve-se atribuir para cada UTE listada nos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” o respectivo fator de emissão de gases de efeito estufa (em gCO₂eq/kWh) de acordo

com o combustível utilizado em cada uma delas. Em seguida, para padronizar as unidades utilizadas neste procedimento, é necessário converter os fatores de emissão de gCO₂eq/kWh para tCO₂eq/MWh, simplesmente dividindo-os por 1.000.

Possuindo os fatores de emissão em tCO₂eq/MWh para cada UTE do SIN, é necessário então verificar qual é a emissão correspondente a cada mês de geração de energia do período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2016). Isso é feito para a diferença na geração mensal de energia elétrica por UTEs (E_{UTE}) e para a geração mensal de energia elétrica por UTEs e PCHs ($E_{UTE+PCH}$), já definidos anteriormente.

Com a quantidade de energia elétrica gerada no mês (por UTEs e depois por UTEs e PCHs juntas) é possível calcular para cada uma delas uma média ponderada que considera os dados de cada UTE do SIN com sua geração de energia e seu fator de emissão. Ou seja, para atingir o total de energia elétrica X gerada mensalmente ($E_{UTE+PCH}$ e E_{UTE}) é necessário despachar UTEs que juntas possam produzir a quantidade X de energia. Cada uma das UTEs tem seu limite de energia gerada e seu fator de emissão que são utilizados para o cálculo da média ponderada, como mostra as Equações 15 e 16.

$$FE_{UTE_i} = \frac{\sum FE_u * E_u}{E_{UTE_i}} \quad (15)$$

Onde:

FE_{UTE} : Fator de emissão de CO₂eq correspondente à geração de energia por UTEs no SIN no mês i (tCO₂eq/MWh);

FE_i : Fator de emissão de CO₂eq de cada UTE u do SIN (tCO₂eq/MWh);

E_i : Energia gerada por cada UTE u do SIN (MWh);

$$FE_{UTE+PCH_i} = \frac{\sum FE_u * E_u}{E_{UTE+PCH_i}} \quad (16)$$

Onde:

FE_{UTE} : Fator de emissão de CO₂eq correspondente à geração de energia por UTEs e PCHs no SIN no mês i (tCO₂eq/MWh);

Poderia ser utilizado o fator de emissão de CO₂eq da última UTE despachada para atender o montante de energia gerada mensalmente, considerando o custo de oportunidade relativo ao despacho termelétrico. Entretanto, optou-se por utilizar a média ponderada dos fatores de emissão de CO₂eq das UTEs de tal forma que o presente estudo seja mais realista e a favor da otimização de recursos.

Embora a diferença entre a energia mensal gerada por UTEs e por PCHs e UTEs seja simplesmente o montante de energia gerado por PCHs, para calcular o fator de emissão de CO₂eq para cada mês é necessário analisar quais são as UTEs utilizadas no SIN para geração da energia correspondente, já que cada tipo de combustível reflete em um fator de emissão diferente. O fator de emissão de CO₂eq que corresponde ao que é evitado de se emitir na atmosfera com a geração de energia por PCHs ao invés de UTEs é calculado pela Equação 17.

$$FE_{evitado_i} = (FE_{UTE+PCH_i} - FE_{UTE_i}) - FE_{PCH_i} \quad (17)$$

Onde:

$FE_{evitado_i}$: Fator de emissão de CO₂eq correspondente ao quanto evita-se de emitir de gases de efeito estufa com geração de energia por PCHs ao invés de UTEs no mês i (tCO₂eq/MWh);

FE_{PCH_i} : Fator de emissão de CO₂eq correspondente à geração de energia elétrica por PCHs no SIN no mês i (tCO₂eq/MWh).

Considerando os dois critérios de fator de emissão de CO₂eq utilizados neste trabalho – Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) – não há definição específica para o fator de emissão de CO₂eq por PCHs. Dessa forma, utiliza-se para o FE_{PCH} o fator de emissão de CO₂eq correspondente ao de hidrelétricas em geral.

Com isso, chega-se então em um fator de emissão de tCO₂eq/MWh mensal que corresponde à quantidade de gases de efeito estufa medida em CO₂eq que se evita emitir à atmosfera utilizando-se PCHs ao invés de UTEs. Para transformar esse fator de emissão em um valor, é necessário algum mecanismo que possa monetizá-lo.

No presente trabalho opta-se por utilizar o Custo Social do Carbono (SCC – *Social Cost of Carbon*), calculado pela Agência de Proteção Ambiental dos Estados

Unidos da América (EPA – *Environmental Protection Agency*). Esse SCC mede, em dólares, os danos de longo termo causados por uma tonelada de dióxido de carbono (CO₂) emitida na atmosfera. São calculados quatro valores diferentes: os três primeiros são calculados considerando a média do SCC em modelos integrados de avaliação com taxa de desconto de 5, 3 e 2,5 por cento; e o quarto valor corresponde ao 95º percentil da distribuição de frequência do SCC estimada com base na taxa de desconto de 3% (EPA, 2016).

Para a estimativa do valor ambiental da energia gerada por PCHs no SEB o valor utilizado para o SCC fornecido pela EPA é aquele cujo cálculo considera a taxa de desconto de 3% e foi definido para o ano de 2015. Esse SCC corresponde a 36 dólares.

Com o SCC definido em dólares para o ano de 2015 é necessário corrigi-lo monetariamente ao longo dos meses do período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2016). Para isso utiliza-se a *Prime Rate* dos Estados Unidos da América (EUA), que é uma taxa de juros interbancária utilizada no sistema financeiro estadunidense. Os dados históricos da *Prime Rate* podem ser encontrados, por exemplo, no site oficial do banco de investimentos J.P. Morgan (2018). Para o período de análise os dados históricos da Prime Rate são apresentados na Tabela

Tabela 3 - Dados históricos da Prime Rate dos EUA

Prime Rate – EUA		
Data de efetivação	Taxa anual (%)	Taxa mensal (%)
14/12/2017	4,50%	0,367%
15/06/2017	4,25%	0,347%
16/03/2017	4,00%	0,327%
15/12/2016	3,75%	0,307%
17/12/2015	3,50%	0,287%
16/12/2008	3,25%	0,267%

Fonte: O Autor (2018), com dados de J.P.Morgan (2018)

Com as taxas da *Prime Rate* definidas, a correção monetária do SCC, em dólares, é dada pela Equação 18.

$$SCC_{dólares_j} = SCC_{dólares_i} * (1 + Prime_j) \quad (18)$$

Onde:

$SCC_{dólares_j}$: Custo social do carbono no mês j , subsequente ao mês i (US\$/tCO₂);

$SCC_{dólares_i}$: Custo social do carbono no mês i (US\$/ tCO₂eq);

$Prime_j$: Prime rate no mês j .

Antes de utilizar o SCC para calcular o valor do dano ambiental evitado com a utilização de PCHs ao invés de UTEs, é necessário transformá-lo para reais e trazê-lo a Valor Presente. A conversão do SCC de dólares para reais é feita com os dados históricos da cotação de câmbio mensal, que podem ser encontrados no site oficial do Banco Central do Brasil. Para o período de análise os dados da cotação de câmbio entre dólares e reais são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Cotação mensal de câmbio entre dólar e real para o período de estudo

Cotação mensal de câmbio entre US\$ e R\$							
Data	Cotação	Data	Cotação	Data	Cotação	Data	Cotação
jan-10	1,87	out-11	1,69	jul-13	2,29	abr-15	2,99
fev-10	1,81	nov-11	1,81	ago-13	2,37	mai-15	3,18
mar-10	1,78	dez-11	1,88	set-13	2,23	jun-15	3,10
abr-10	1,73	jan-12	1,74	out-13	2,20	jul-15	3,39
mai-10	1,82	fev-12	1,71	nov-13	2,32	ago-15	3,65
jun-10	1,80	mar-12	1,82	dez-13	2,34	set-15	3,97
jul-10	1,76	abr-12	1,89	jan-14	2,43	out-15	3,86
ago-10	1,76	mai-12	2,02	fev-14	2,33	nov-15	3,85
set-10	1,69	jun-12	2,02	mar-14	2,26	dez-15	3,90
out-10	1,70	jul-12	2,05	abr-14	2,24	jan-16	4,04
nov-10	1,72	ago-12	2,04	mai-14	2,24	fev-16	3,98
dez-10	1,67	set-12	2,03	jun-14	2,20	mar-16	3,56
jan-11	1,67	out-12	2,03	jul-14	2,27	abr-16	3,45
fev-11	1,66	nov-12	2,11	ago-14	2,24	mai-16	3,60
mar-11	1,63	dez-12	2,04	set-14	2,45	jun-16	3,21
abr-11	1,57	jan-13	1,99	out-14	2,44	jul-16	3,24
mai-11	1,58	fev-13	1,98	nov-14	2,56	ago-16	3,24
jun-11	1,56	mar-13	2,01	dez-14	2,66	set-16	3,25
jul-11	1,56	abr-13	2,00	jan-15	2,66	out-16	3,18
ago-11	1,59	mai-13	2,13	fev-15	2,88	nov-16	3,40
set-11	1,85	jun-13	2,22	mar-15	3,21	dez-16	3,26

Fonte: O Autor (2018), com dados do Banco Central do Brasil (2018)

A conversão do SCC de dólares para reais é feita através da Equação 19.

$$SCC_{reais_i} = SCC_{dólares_i} * câmbio_i \quad (19)$$

Onde:

SCC_{reais_i} : Custo social do carbono no mês i (R\$/tCO₂eq);

$câmbio_i$: Cotação de câmbio entre dólar e real no mês i (R\$/US\$).

Com o SCC definido para cada mês do período de estudo em reais, é necessário convertê-los em Valores Presentes. Da mesma maneira que na valoração energética, o Valor Presente é definido para janeiro de 2018 e seu cálculo é feito utilizando os dados da Taxa Selic disponibilizados pelo Banco Central do Brasil (2018).

Tabela 5 - Taxa SELIC para o período de estudo

Taxa SELIC									
Data	Taxa Mensal (%)	Data	Taxa Mensal (%)	Data	Taxa Mensal (%)	Data	Taxa Mensal (%)	Data	Taxa Mensal (%)
jan-10	1,09%	out-11	1,21%	jul-13	1,13%	abr-15	1,18%	jan-17	1,45%
fev-10	1,09%	nov-11	1,21%	ago-13	1,02%	mai-15	1,18%	fev-17	1,51%
mar-10	0,93%	dez-11	1,45%	set-13	1,02%	jun-15	2,00%	mar-17	1,51%
abr-10	1,04%	jan-12	1,30%	out-13	1,22%	jul-15	1,32%	abr-17	1,35%
mai-10	1,04%	fev-12	1,30%	nov-13	1,24%	ago-15	1,32%	mai-17	1,35%
jun-10	1,16%	mar-12	1,07%	dez-13	1,24%	set-15	1,75%	jun-17	1,51%
jul-10	1,21%	abr-12	0,99%	jan-14	1,18%	out-15	1,27%	jul-17	1,05%
ago-10	1,21%	mai-12	0,93%	fev-14	0,93%	nov-15	2,02%	ago-17	1,05%
set-10	1,34%	jun-12	0,93%	mar-14	0,93%	dez-15	2,02%	set-17	1,03%
out-10	1,34%	jul-12	1,06%	abr-14	1,53%	jan-16	1,48%	out-17	0,80%
nov-10	1,34%	ago-12	0,82%	mai-14	1,41%	fev-16	1,48%	nov-17	0,80%
dez-10	1,21%	set-12	0,82%	jun-14	1,41%	mar-16	2,02%	dez-17	1,15%
jan-11	1,27%	out-12	0,88%	jul-14	1,45%	abr-16	1,53%	jan-18	1,15%
fev-11	1,27%	nov-12	0,91%	ago-14	1,45%	mai-16	1,53%		
mar-11	1,46%	dez-12	0,91%	set-14	1,66%	jun-16	1,59%		
abr-11	1,49%	jan-13	0,90%	out-14	1,05%	jul-16	1,59%		
mai-11	1,49%	fev-13	0,90%	nov-14	1,05%	ago-16	1,59%		
jun-11	1,33%	mar-13	0,80%	dez-14	1,45%	set-16	1,75%		
jul-11	1,40%	abr-13	0,82%	jan-15	1,28%	out-16	1,46%		
ago-11	1,40%	mai-13	0,88%	fev-15	1,28%	nov-16	1,46%		
set-11	1,48%	jun-13	0,88%	mar-15	1,81%	dez-16	1,53%		

Fonte: O autor (2018), com dados do Banco Central do Brasil (2018)

O cálculo do SCC, em reais, para Valor Presente utilizando a Taxa SELIC é dado pela Equação 20.

$$SCC_{VP_i} = SCC_{reais_i} * \prod_{m=i}^n (1 + SELIC_m) \quad (20)$$

Onde:

SCC_{VP_i} : Custo social do carbono do mês i a Valor Presente (R\$/tCO_{2eq});

$SELIC_m$: Taxa SELIC correspondente ao mês m ;

n : mês correspondente ao Valor Presente (janeiro de 2018).

Com o procedimento econômico de conversões de valores descrito acima, o SCC mensal em reais por tonelada de CO₂ equivalente à Valor Presente é utilizado para o cálculo do valor ambiental para cada mês do período de estudo, conforme a Equação 21.

$$VA_{PCH_i} = SCC_{VP_i} * FE_{evitado_i} \quad (21)$$

Onde:

VA_{PCH_i} : Valor ambiental da energia gerada por PCHs ao invés de UTEs no SIN no mês i (R\$/MWh);

Por fim, o valor ambiental da energia gerada por PCHs no período de estudo é a média dos valores mensais obtidos, conforme a Equação 22.

$$VA_{PCH} = \frac{\sum_{i=1}^k VA_{PCH_i}}{k} \quad (22)$$

Onde:

k : último mês do período de estudo

Esse procedimento é feito para cada um dos critérios de fatores de emissão de CO₂ equivalente por fontes de energia considerados nesse trabalho: Florez Orrego (2014) e Miranda (2012).

4 RESULTADOS

Com os vários princípios e fundamentos apresentados na revisão de literatura e na metodologia exposta no capítulo anterior, este capítulo contempla os resultados obtidos no desenvolvimento do estudo.

Os dados obtidos através do Informercado CCEE permitem analisar, no período de estudo, a geração mensal de energia por PCHs e UTEs, além da geração total no SIN, como pode ser observado na Figura 14.

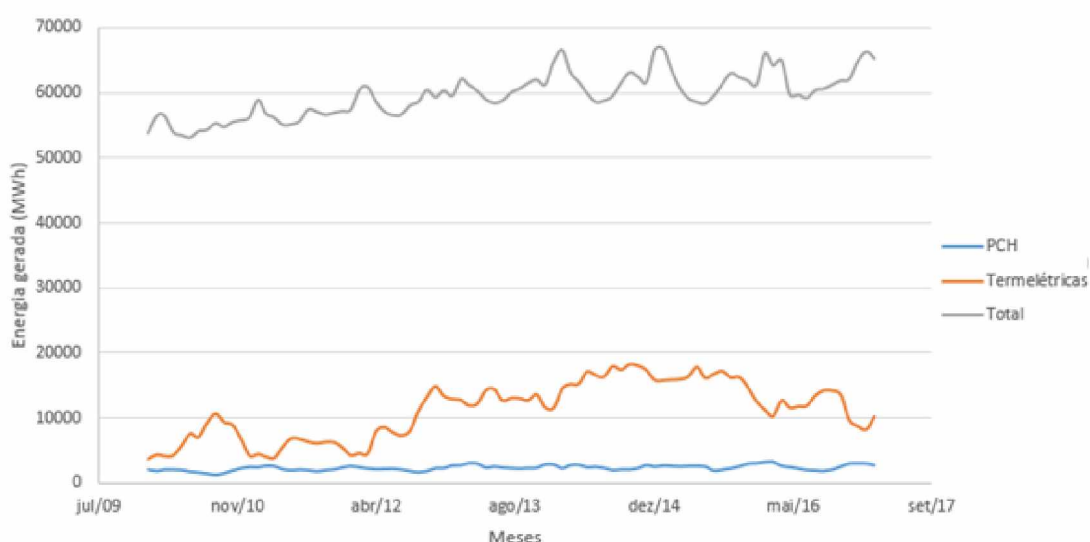


Figura 14 - Geração mensal de energia no SIN
Fonte: O autor (2018), com base nos dados da CCEE (2018)

Analisando a geração mensal de energia apresentada na Figura 14 é possível perceber que no período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2016) a geração de energia por meio das PCHs tende a ser praticamente constante. Isso é interessante do ponto de vista de segurança energética pois as PCHs, diferentemente de UTEs e UHEs não são despachadas e geram energia conforme a vazão que é afluenta aos seus reservatórios. Como já mencionado anteriormente, as PCHs, por serem espalhadas ao longo do Brasil e estarem sujeitas a diferentes regimes hidrológicos, são uma alternativa extremamente importante para agregar confiabilidade ao SEB a partir de uma fonte de energia limpa e barata.

A tabela completa com os dados mensais de energia gerada por PCHs, UTEs e total do SIN, obtidos juntos à CCEE (2018), é apresentada no Apêndice A.

Para facilitar a apresentação dos resultados obtidos no presente trabalho com a metodologia proposta, optou-se por apresentar nesse capítulo os resultados parciais obtidos para três meses do período de estudo: janeiro de 2010, abril de 2013 e dezembro de 2016. Ao final do capítulo serão apresentados os resultados finais de cada um dos critérios utilizados para a valoração da energia gerada por PCHs no SEB. As planilhas de cálculo completas com todos os meses do período de estudo são apresentadas nos Apêndices.

4.1 VALORAÇÃO ENERGÉTICA

De acordo com a metodologia proposta no presente trabalho, com os dados da energia gerada por PCHs e UTEs no SIN deve-se inicialmente soma-los e transforma-los em capacidade instalada para utilização da Curva da Ordem de Mérito das UTEs no SIN. Como mencionado anteriormente, os resultados parciais são apresentados para os meses de janeiro de 2010, abril de 2013 e dezembro de 2016. Os resultados obtidos para todos os meses do período de estudo são apresentados no Apêndice B. A Tabela 6 apresenta os resultados obtidos utilizando as Equações 6, 8 e 9.

Tabela 6 - Resultados obtidos para conversão da energia gerada em capacidade instalada

Mês	E_{PCH} (MWh)	E_{UTE} (MWh)	P_{UTE} (MW)	$E_{UTE+PCH}$ (MWh)	$P_{UTE+PCH}$ (MW)
jan-10	2056	3690	4523	5746	7044
abr-13	2933	12159	14905	15092	18500
dez-16	2933	9653	11833	12586	15428

Fonte: O autor (2018)

Seguindo ainda a metodologia descrita anteriormente, com as capacidades instaladas correspondentes à quantidade de energia gerada pelas UTEs e PCHs é possível estimar o custo de geração de energia para cada mês através da Curva da Ordem de Mérito das UTEs no SIN. Isso é feito através das Equações 10 e 11. O custo de oportunidade com a utilização de PCHs ao invés de UTEs é calculado pela Equação 13 e em seguida corrigido a Valor Presente pela Equação 13. Os resultados

obtidos para todos os meses do período de estudo são apresentados no Apêndice C. Os resultados para os meses de janeiro de 2010, abril de 2013 e dezembro de 2016 são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Resultados obtidos para cálculo do custo de geração de energia elétrica

Mês	C _{UTE} (R\$/MWh)	C _{UTE+PCH} (R\$/MWh)	C _{PCH} (R\$/MWh)	C _{PCH(VP)} (R\$/MWh)
jan-10	89,08	141,05	51,97	52,56
abr-13	408,77	699,66	290,90	294,24
dez-16	263,60	441,85	178,24	180,29

Fonte: O autor (2018)

Por fim, com o custo de oportunidade de geração de energia com PCHs ao invés de UTEs para cada um dos meses do período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2016) devidamente calculado e corrigido a Valor Presente, o valor energético da geração de energia por PCHs no SEB é estimado pela Equação 14, que considera a média dos valores mensais de custo de oportunidade pelas PCHs. Como resultado do procedimento tem-se:

$$VE_{PCH} = R\$235,61/\text{MWh}$$

O resultado obtido pela valoração energética da energia gerada por PCHs diz respeito ao mês de janeiro de 2018 e corresponderia, a fim de comparação, à 45ª UTE na Curva de Ordem de Mérito de UTEs no SIN das 135 que constam nos dados do ONS.

No presente trabalho este é apenas um dos dois critérios analisados a fim de valorar a energia gerada por PCHs no SEB. Dessa forma, a próxima seção apresenta os resultados obtidos na valoração ambiental proposta.

4.2 VALORAÇÃO AMBIENTAL

Para a valoração ambiental da energia gerada pelas PCHs no SEB considerando a emissão de gases de efeito estufa evitada pela utilização dessa fonte

ao invés de UTEs é necessário utilizar os dados disponibilizados pelos arquivos “CLAST.DAT” e “TERM.DAT” que compõe o planejamento e operação do SIN. Entretanto, os dados das UTEs que constam nesses arquivos trazem, dentre outros, a capacidade instalada de cada usina. Como descrito na metodologia, o primeiro passo para a valoração ambiental da energia gerada por PCHs no SEB é a transformação da capacidade instalada de cada UTE (MW) em energia gerada por cada uma delas (MWh) considerando o fator de capacidade médio de UTEs calculado neste estudo. O resultado dessa transformação, bem como a determinação do fator de emissão de CO₂ equivalente correspondente a cada UTE com base em Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) são apresentados no Apêndice D. Cabe destacar que a numeração das UTEs apresentada não corresponde à numeração utilizada pelo ONS. No presente trabalho numerou-se as UTEs de acordo com o custo de geração de energia de cada uma, sendo a UTE 1 a usina com menor custo e a UTE 135 o empreendimento com maior custo.

Conforme mencionado anteriormente serão apresentados neste capítulo os resultados parciais referentes aos meses de janeiro de 2010, abril de 2013 e dezembro de 2016.

Os resultados obtidos para o fator de emissão de CO₂ equivalente conforme as Equações 15, 16 e 17, considerando que a geração de energia elétrica por PCHs diminui a emissão de gases de efeito estufa na atmosfera, são apresentados na Tabela 8 conforme o estudo de Florez Orrego (2014) e na Tabela 9 de acordo com Miranda (2012). Os resultados obtidos para todos os meses do período de estudo são apresentados no Apêndice E e F, respectivamente.

Tabela 8 - Resultados obtidos para os fatores de emissão de CO₂eq com o critério de Florez Orrego (2014)

Mês	(FE _{UTE+PCH} - FE _{UTE})	FE _{PCH}	FE _{EVITADO}
jan-10	0,441	0,004	0,436
abr-13	0,736	0,004	0,732
dez-16	0,522	0,004	0,518

Fonte: O autor (2018)

Tabela 9 - Resultados obtidos para os fatores de emissão de CO₂eq com o critério de Miranda (2012)

Mês	(FE _{UTE+PCH} - FE _{UTE})	FE _{PCH}	FE _{EVITADO}
jan-10	0,451	0,086	0,365
abr-13	0,793	0,086	0,707
dez-16	0,565	0,086	0,479

Fonte: O autor (2018)

Os resultados obtidos para os dois critérios diferentes seguiram uma mesma proporção entre os diferentes meses, tendo ficado o mês de abril de 2013 com o maior fator de emissão de CO₂ equivalente, seguido por dezembro de 2016 e janeiro de 2010. Além disso, os valores para os fatores de emissão ficaram próximos entre si para os mesmos meses considerando os dois critérios, o que mostra que ambos os estudos seguem uma mesma linha de definição dos fatores de emissão para os diferentes tipos de usinas de geração de energia elétrica.

Conforme explicado anteriormente, com os fatores de emissão de CO₂eq definidos para cada mês do período de análise, considerando a emissão evitada pela utilização de PCHs, é necessário utilizar o SCC para monetizar essa emissão. O procedimento econômico apresentado no capítulo anterior, que leva em consideração a *Prime Rate* dos EUA e a Taxa SELIC brasileira, conforme as Equações 18, 19 e 20 tem seus resultados apresentados na Tabela 10 para os meses de janeiro de 2010, abril de 2013 e dezembro de 2016. A planilha de cálculo completa é apresentada no Apêndice G.

Tabela 10 - Resultados obtidos nas conversões econômicas para o SCC

Mês	SCC _{DÓLARES} (jan-15)	<i>Prime Rate</i> (mensal)	SCC _{DÓLARES}	Câmbio (R\$/US\$)	SCC _{REAIS}	Taxa SELIC (mensal)	SCC _{VP} (R\$)
jan-10	36	0,27%	30,68	1,87	57,52	1,09%	195,34
abr-13	36	0,27%	34,04	2,00	68,14	0,82%	147,98
dez-16	36	0,31%	38,38	3,26	125,10	1,53%	148,47

Fonte: O autor (2018)

Cabe ressaltar que os resultados obtidos e apresentados na Tabela 10 servem tanto para o critério de Florez Orrego (2014) quanto para Miranda (2012). Isso

porque esses dois trabalhos apresentam os fatores de emissão de CO₂eq para cada fonte de geração de energia. Com os resultados da Tabela 10 estima-se o valor ambiental para cada mês do período de estudo considerando o quanto de emissão de gases de efeito estufa é evitada na atmosfera com a geração de energia por PCHs ao invés de UTEs. Isso é feito através da Equação 21 para cada um dos critérios utilizados neste trabalho – Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) e os resultados são apresentados nas Tabelas 11 e 12. Os resultados obtidos para todos os meses do período de estudo são apresentados no Apêndice H e I, respectivamente.

Tabela 11 - Resultados obtidos para o valor ambiental pelo critério de Florez Orrego (2014)

Mês	SCC _{VP} (R\$)	FE _{EVITADO}	VA _{PCH}
jan-10	195,34	0,436	85,23
abr-13	147,98	0,732	108,33
dez-16	148,47	0,5182	76,85

Fonte: O autor (2018)

Tabela 12 - Resultados obtidos para o valor ambiental pelo critério de Miranda (2012)

Mês	SCC _{VP} (R\$)	FE _{EVITADO}	VA _{PCH}
jan-10	195,34	0,365	71,37
abr-13	147,98	0,707	104,57
dez-16	148,47	0,479	71,16

Fonte: O autor (2018)

Os resultados obtidos para o valor ambiental mensal da geração de energia por PCHs ao invés de UTEs considerando os métodos de Florez Orrego (2014) e Miranda (2012) foram muito próximos para os meses de janeiro de 2010, abril de 2013 e dezembro de 2016. Para um mesmo mês, a diferença entre os valores encontrados com cada critério foi menor do que 10%. E a proporção do valor ambiental encontrado ficou igual em ambos os critérios: janeiro de 2010 com o maior valor ambiental, seguido de abril de 2013 e por último dezembro de 2016.

Ao comparar os resultados apresentados nas Tabelas 8 e 9 com as Tabelas 11 e 12 verifica-se que janeiro de 2010, embora tenha o menor fator de emissão de

CO₂eq em ambos os trabalhos, resultou em um maior valor ambiental nos dois critérios. Essa é a importância da correção econômica dos valores ao longo do tempo.

O valor ambiental da energia gerada por PCHs no SEB considerando o quando se evita emitir de gases de efeito estufa na atmosfera se comparado com UTEs é estimado através da Equação 22, que considera a média do valor ambiental estimado para cada mês do período de estudo. Os resultados obtidos para o valor ambiental considerado cada um dos critérios é apresentado a seguir.

a) Florez Orrego (2014): $VA_{PCH} = R\$107,59/\text{MWh}$;

b) Miranda (2012): $VA_{PCH} = R\$107,45/\text{MWh}$;

Os resultados obtidos para os dois critérios foram praticamente iguais já que a diferença entre eles é menor do que 1%. Dessa forma, é possível escolher qualquer um deles para compor o valor da energia gerada pelas PCHs no SEB, que é o grande objetivo do presente trabalho. O valor ambiental utilizado para a valoração final, por arbitrariedade, é o que

4.3 VALORAÇÃO DA ENERGIA GERADA POR PCHS NO SEB

Com o valor energético da geração de energia por PCHs que considera o custo de oportunidade na utilização dessa fonte de energia ao invés de UTEs apresentado anteriormente e o valor ambiental da geração de energia por PCHs que considera o quanto de gases de efeito estufa se evita emitir na atmosfera ao utilizar PCHs e não UTEs é possível estimar o valor da energia gerada por PCHs no SEB.

Como apresentado anteriormente, essa valoração é feita através da Equação 5 e consiste basicamente na soma aritmética dos valores energético e ambiental já obtidos. Considerando que o valor ambiental é dado seguindo o critério de fator de emissão de CO₂ de Florez Orrego (2014), tem-se:

$$V_{PCH} = VE_{PCH} + VA_{PCH}$$

$$V_{PCH} = 235,61 + 107,59$$

$$V_{PCH} = R\$ 343,20/\text{MWh}$$

O resultado obtido para o valor da energia gerada no SEB leva em consideração apenas os critérios energético e ambiental. Mesmo considerando apenas esses dois aspectos, sendo que muitos outros ainda podem ser considerados e agregados à valoração do presente trabalho, o valor encontrado mostra que a geração de energia por PCHs deve ser melhor remunerada, já que o resultado obtido mostra um valor maior do que os preços que vêm sendo praticados no mercado de energia.

Por exemplo, o Leilão nº 01/2018-ANEEL (A-4 de 2018), que está previsto para acontecer no início do mês de abril de 2018, tem como preço teto para empreendimentos hidrelétricos R\$291,00/MWh. Esse valor deve sofrer deságio na venda da energia como em qualquer outro leilão. Dessa forma, o valor obtido no presente trabalho considerando apenas os aspectos energético e ambiental, e tendo como metodologia o custo de oportunidade em relação à fonte termelétrica, mostra que é plausível constatar que as PCHs deveriam ser melhor remuneradas no Setor Elétrico Brasileiro devido às muitas vantagens que proporcionam ao país.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A Matriz Elétrica Brasileira, diferentemente do resto do mundo, é composta majoritariamente de energia limpa. Isso se deve principalmente à fonte hidráulica que representa quase 70% de toda a capacidade instalada de geração de energia elétrica no país. Entretanto, devido a restrições socioambientais a construção de usinas hidrelétricas é cada vez mais complicada embora o Brasil ainda tenha um enorme potencial hidráulico a ser explorado. As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) são empreendimentos de baixo impacto ambiental que produzem energia elétrica barata, sem intermitência, localizam-se próximas aos centros de carga e são investimentos que retornam à União quando acaba o período de concessão dessas usinas. Por mais que as PCHs tragam tantos benefícios ao país, sua participação na Matriz Elétrica Brasileira ainda é tímida, com pouco mais de 3% da capacidade instalada.

Paralelamente a isso, o planejamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro tem se apoiado principalmente nas fontes eólica e solar. Essas fontes, embora sejam capazes de gerar energia renovável com baixo impacto ambiental, são intermitentes e, conseqüentemente, possuem bruscas reduções em sua geração. Para compensar essa intermitência das fontes eólica e solar o Brasil vem ampliando seu parque termelétrico. O problema é que essas UTEs são muito poluentes e possuem maior custo operacional. Além disso, as PCHs, que são altamente benéficas para o país, ficam de fora do planejamento da expansão do SEB.

Para realçar a importância das PCHs para o SEB e sua expansão, é necessário valorar a energia gerada por esse tipo de empreendimento no contexto brasileiro. Como na literatura técnica não há estudo elaborado nesse sentido, o presente trabalho visa a valoração da energia gerada por PCHs no SEB.

Para isso foi desenvolvida uma metodologia própria que leva em consideração dois aspectos dentre os muitos benefícios das PCHs para o país: o aspecto energético e o ambiental. O aspecto energético é estimado considerando o custo de oportunidade ao se utilizar PCHs ao invés de UTEs. Já o aspecto ambiental considera a redução na emissão de gases de efeito estufa (medidos em CO₂) na atmosfera com a geração de energia por meio de PCHs ao invés de UTEs.

A metodologia é simplificada e se baseia principalmente no cruzamento de dados relacionados aos dois critérios propostos. Dessa forma, uma das etapas principais do trabalho foi a obtenção de dados vindos de fontes confiáveis. Isso inclui

os estudos escolhidos como base para os fatores de emissão de CO₂eq na atmosfera. Ambos foram desenvolvidos por autores diferentes, realizados em universidades e anos diferentes, e no final apresentaram praticamente o mesmo resultado.

O período de estudo (janeiro de 2010 a dezembro de 2016), embora relativamente pequeno, é justificável considerando-se que o horizonte de planejamento do SIN em médio prazo utilizado pelo ONS é de 5 anos. Porém, a limitação do período analisado neste estudo foi feita por conta dos dados da geração de energia por PCHs no SIN obtidos junto à CCEE. Dessa forma recomenda-se que em trabalhos futuros busque-se um horizonte maior de estudo com os dados de geração de PCHs e UTEs no SIN.

O resultado obtido com a valoração energética foi de R\$235,61/MWh e diz respeito ao custo de oportunidade pela geração de energia através de PCHs ao invés de UTEs, considerando o período de estudo analisado.

Já a valoração ambiental levou em conta dois critérios diferentes para fatores de emissão de CO₂ equivalente por empreendimentos de geração de energia encontrados em trabalhos técnicos. Os resultados obtidos foram praticamente iguais: R\$107,59/MWh considerando Florez Orrego (2014) e R\$107,45/MWh para o critério de Miranda (2012). Para a valoração final da energia gerada por PCHs foi escolhido o resultado obtido com o critério de Florez Orrego (2014).

Considerando os aspectos energético e ambiental, o resultado obtido mostra que as PCHs deveriam ser melhor remuneradas no Brasil. O valor encontrado para a energia gerada por esse tipo de empreendimento foi de R\$ 343,20/MWh. No leilão de energia previsto para abril de 2018 o preço teto definido pelo governo para PCHs foi de R\$ 291,00/MWh que, considerando um deságio que deve ocorrer no preço final de venda nos leilões, é inferior ao resultado obtido neste estudo. Ou seja, é necessário que as PCHs sejam melhores remuneradas no Setor Elétrico Brasileiro devido à segurança, confiabilidade e energia limpa que propicia ao país.

Além disso, é necessário ressaltar que este estudo considerou apenas dois aspectos benéficos das PCHs à sociedade brasileira (energético e ambiental). Esse tipo de empreendimento propicia muitos outros benefícios ao país e recomenda-se que sejam considerados em estimativas futuras do valor da energia gerada pelas PCHs no Brasil. Dentre esses benefícios pode-se citar: diminuição da perda de energia por transmissão, confiabilidade no suprimento de energia, rápido tempo de resposta à demanda, geração de empregos, entre outros.

Dessa forma, como o teto do primeiro leilão de energia de 2018 divulgado pela ANEEL traz um preço menor do que o valor obtido no presente estudo, faz sentido concluir que, considerando ainda os muitos benefícios advindos da geração de energia por PCHs que não foram estimados neste estudo, as PCHs devem ser melhor remuneradas no Setor Elétrico Brasileiro. Além disso, é necessário que haja maior estímulo para que empreendimentos desse tipo sejam construídos no Brasil devido às enormes vantagens proporcionadas à sociedade.

Recomenda-se que em trabalhos futuros haja um aperfeiçoamento da metodologia aqui proposta, agregando mais aspectos a serem analisados e valorados, bem como utilizar um maior horizonte de estudo.

Também seria interessante que fossem desenvolvidos estudos a fim de valorar outras fontes de geração de energia como a eólica, solar e biomassa, por exemplo.

REFERÊNCIAS

ABBUD, O. A.; TANCREDI, M. Transformações recentes da matriz brasileira de geração de energia elétrica – causas e impactos principais. **Textos para Discussão 69**. Centro de Estudos da Consultoria do Senado. Brasília, 2010. 51 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **A ANEEL**. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/a-aneel> >. Acesso em 08/07/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Banco de Informações de Geração (BIG)**. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> >. Acesso em 21/10/2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Energia assegurada**. 18 p. Cadernos Temáticos ANEEL, 3. Brasília, 2005.

ALVES, L. A. **A valoração dos impactos ambientais associados à expansão da Matriz Elétrica Brasileira: proposta de instrumentos econômicos para a promoção das fontes alternativas e limpas**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2009.

ÁVILA, R. M. R. **Otimização da operação voltada ao negócio de usinas eólica e PCH**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico das taxas de juros**. Disponível em < <https://www.bcb.gov.br/Pec/Copom/Port/taxaSelic.asp> >. Acesso em 26/02/2018.

BERGMANN, A.; HANLEY, N.; WRIGHT, R. Valuing the attributes of renewable energy investments. **Energy Policy**. 2006. Vol 34. 1004-1014 p.

BRASIL. **Decreto da Presidência da República n. 3.520, de 21 de junho de 2000**. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3520.htm >. Acesso em 08/07/2017.

BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016**. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm >. Acesso em 30/07/2017.

BOURGES, F. **Planejamento da operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas: um enfoque sistêmico**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2009.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **O que fazemos**. Disponível em < https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/ >. Acesso em 08/07/2017.

CARVALHO, N. B. **Avaliação dos Impactos Sinérgicos e Cumulativos de Pequenas Centrais Hidrelétricas Construídas em Sequência**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético – COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao Parque Hídrico Brasileiro. **Textos de Discussão do Setor Elétrico n. 15**. Rio de Janeiro. 2009. 32 p.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; HUBNER, N.; DANTAS, G.; ROSENTHAL, R. A formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro. **Textos de Discussão do Setor Elétrico n. 62**. Rio de Janeiro. 2014. 67 p.

CASTRO, N. J.; MARTINI, S.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.; TIMPONI, R. R. A importância das fontes alternativas e renováveis na evolução da Matriz Elétrica Brasileira. **V Seminário de Geração e Desenvolvimento Sustentável**. Fundación MAPFRE. São Paulo, 2009.

CAVADOS, G. A. **Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: estudo de caso da região nordeste**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético – COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2015.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informercado mensal**. Disponível em < www.ccee.org.br >. Acesso em 17/01/2018.

COOK, D.; DAVIOSDOTTIR, B.; KRISTOFERSSON, D. M. Energy projects in Iceland – Advancing the case for the use of economic valuation techniques to evaluate environmental impacts. **Energy Policy**. 2016. Vol 94. 104-113 p.

CORDEIRO, L. F. A. Planejamento do setor elétrico brasileiro com foco nas emissões de CO₂. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2015.

COSTELLINI, C.; HOLLANDA, L. Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro. **Informativo de Energia**. Fundação Getúlio Vargas (FGV) – Energia. Rio de Janeiro, 2014. Vol 01/2014.

CUBEROS, F. L. **Novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro: análise dos mecanismos de mitigação de riscos de mercado das distribuidoras**. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2008.

DENARDIN, A. A. A importância do custo de oportunidade para a avaliação de empreendimentos baseados na criação de valor econômico (*Economic Value Added* – EVA). **ConTexto**. V 4, n. 6, Porto Alegre, 2004.

DUTRA, J; GONÇALVES, E.; SANCHES, A. Valoração do custo de escassez de energia elétrica e gestão de riscos. **Eletroevolução**. Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 2014. 6 p.

ELETROBRÁS. **Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo do setor elétrico**. Centrais Elétricas Brasileiras S.A., DEA; coordenado por Mirian Regini Nutti. Rio de Janeiro, 2000. 210 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016**. Ano Base 2015. Rio de Janeiro, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional 2017: Relatório síntese**. Ano Base 2016. Rio de Janeiro, 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Quem somos**. Disponível em < <http://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos> >. Acesso em 08/07/2017.

EPA. **Social cost os carbon**. EPA Fact Sheet. Disponível em < https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon_.html >. Acesso em 27/01/2018.

FALCETTA, F. A. M.; ZAMBON, R. C. Evolução da capacidade de regularização do Sistema Hidrelétrico Brasileiro. **XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos**. Bento Gonçalves. 2013. 8 p.

FARIA, F. A. M. **Metodologia de prospecção de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

FLÓREZ-ORREGO, D. A. **Comparação termodinâmica e ambiental (emissões de CO₂) das rotas de produção e utilização de combustíveis veiculares derivados de petróleo e gás natural, biocombustíveis, hidrogênio e eletricidade (veículos elétricos)**. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

FONTES, G. A.; XAVIER, Y. M. A.; GUIMARÃES, P. B. V. Princípio fundamental ao meio ambiente: Pequenas Centrais Hidrelétricas na matriz energética brasileira. **Constituição e Garantia de Direitos**. 2010. Vol 1, Ano 4. 23 p.

FURIO, P. R. **Valoração Ambiental: aplicação de métodos de valoração em empresas dos setores mineração, papel e celulose e siderurgia**. Dissertação (Mestrado Executivo) – Centro de Formação Acadêmica e de Pesquisa – Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas – Fundação Getúlio Vargas (FGV). Rio de Janeiro, 2006.

GOLDEMBERG, J.; LUCON, O. Energias renováveis: um futuro sustentável. **Revista USP**. São Paulo, 2006-2007. 6-15 p.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública – Fundação Getúlio Vargas**. p.295. Rio de Janeiro, 2009.

GOWRISANKARAN, G.; REYNOLDS, S. S.; SAMANO, M. Intermittency and the value of renewable energy. **NBER Working Paper Series**. 2011. N 17086.

HUH, S.; LEE, J.; SHIN, J. The economic value of South Korea's renewable energy policies (RPS, RFS and RHO): A contingent valuation study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2015. Vol 50. 64-72 p.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Summary for policymakers - climate change 2014: impacts, adaptation, and vulnerability. Part A: global and sectoral aspects**. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2014. 32 p.

J. P. MORGAN. **Historical prime rate**. Disponível em < <https://www.jpmorganchase.com/corporate/About-JPMC/historical-prime-rate.htm> >. Acesso em 02/03/2018.

KOSENIOUS, A.; OLLIKAINEN, M. Valuation of environmental and societal trade-offs of renewable energy sources. **Energy Policy**. 2013. Vol 62. 1148-1156 p.

LEÃO, L. L. **Considerações sobre impactos socioambientais de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) – modelagem e análise**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília. Brasília, 2008.

MARENGO, J.; SOARES, W. Impacto das modificações da mudança climática – síntese do terceiro relatório do IPCC. Condições climáticas e recursos hídricos no norte do Brasil. **Clima e Recursos Hídricos** 9. Cap. 6 p. 209-233. Associação Brasileira de Recursos Hídricos. Porto Alegre, 2003.

MARQUES, A. L. **Reconhecimento contábil de passivos ambientais: um estudo de caso sobre a aplicação de metodologias de valoração econômica**. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2016.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**. 2008. Vol 30.

MARTINS SEGUNDO, M. M.; DE CASTRO, E. H.; BRITO, J. R. S.; GOMES, J. Análise comparativa das estimativas de garantia física de energia de pequenas centrais hidrelétricas com o uso de séries históricas de vazões médias mensais e vazões

médias diárias. **Conferência Internacional de Energias Inteligentes 2016**. Curitiba, 2016. 5 p.

MELEK, V. C. **Operação de PCHs com ênfase no aspecto negocial**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

MENEGAKI, A. Valuation for renewable energy: A comparative review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2008. Vol 12. 2422-2437 p.

MENEL, M. Fim do MRE? **Canal Energia**. Disponível em <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53025340/fim-do-mre> > Acesso em 09/10/2017.

MERCATTO ENERGIA. **Glossário**. Disponível em <<https://www.mercattoenergia.com.br/mercadolivre/glossario> >. Acesso em 18/01/2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Competências**. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/competencias> >. Acesso em 08/07/2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica nº 05, de 04 de julho de 2017**. Brasília, 2017. Disponível em < <http://www.mme.gov.br> >. Acesso em 06/07/2017.

MIRANDA, M. M. **Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2012.

MONJAS-BARROSO, M.; BALIBREA-INIESTA, J. Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. **Energy Policy**. 2013. Vol 55. 335-352 p.

MONTALVÃO, E.; FARIA, I. D. Energia sustentável para todos. **Boletim do Legislativo nº 16 de 2012**. Núcleo de Estudos da Consultoria do Senado Federal. Brasília, 2012. 10 p.

MORALES, D. Y. A. **Modelagem da curva de custo de energia térmica para o problema do planejamento hidrotérmico**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

MOREIRA, H. M.; GIOMETTI, A. B. R. O Protocolo de Quioto e as possibilidades de inserção do Brasil no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo por meio de Projetos em Energia Limpa. **Contexto Internacional**. Rio de Janeiro, 2008. 9-47 p.

OENING, A. P.; MARCILIO, D. C.; BESSA, M. R.; MATIOLI, L. C.; KLEINA, M.; BLOOT, M. L. Pontos interiores versus lagrangeano aumentado na otimização do despacho hidrotérmico. **XXXIV CONGRESSO NACIONAL DE MATEMÁTICA APLICADA E COMPUTACIONAL**. Águas de Lindóia (SP), 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é o SIN**. Disponível em < <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin> > Acesso em 08/07/2017.

PACHECO, F. Energias Renováveis: Breves Conceitos. **Conjuntura Econômica**. Salvador, 2006. Vol 149.

PALEPU, K.; HEALY, P.; BERNARD, V. **Business valuation & analysis – using financial statements**. Maison, 2004.

PALMA, G. P. O. **Avaliação dos impactos do abandono de reservatórios de acumulação no planejamento da expansão do setor elétrico**. Trabalho de Graduação. (Graduação em Engenharia Civil) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.

PANWAR, N. L.; KAUSHIK, S. C.; KOTHARI, S. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2011. Vol 15. 1513-1524 p.

PAZHERI, F. R.; OTHMAN, M. F.; MALIK, N. H. A review on global renewable electricity scenario. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 2014. Vol 31. 835-845 p.

PINTO, L. **A garantia física das usinas brasileiras: a expectativa e realidade**. Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda. Rio de Janeiro, 2014. 21 p.

PONTES, J. R. M.; TIRYAKI, G. F.; PEREIRA, O. S. A inserção da geração de energia elétrica através de fonte eólica e de pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro: questões regulatórias. **VI Congresso Brasileiro de Regulação**. Rio de Janeiro, 2009. 20 p.

PORTUGAL, N. S.; PORTUGAL JÚNIOR, P. S.; REIS, R. P. Internalização de custos ambientais na gestão financeira de organizações: uma proposição a ser aplicada no agronegócio. **Custos e Agronegócio**. 2012. V. 8, n. 4. 22 p.

PRADO JÚNIOR, F. A. A.; ALVES, G.; YAMAGUSHI, H. R.; BRAUN, P. V. C. B. Riscos regulatórios no Brasil – obstáculo ao desenvolvimento de novas Pequenas Centrais Hidrelétricas. **Espaço energia**. São Paulo, 2008. Vol 09. 7 p.

ROYA, B.; FREITAS, E.; BARROS, E.; ANDRADE, F.; PRAGANA, M.; SILVA, D. J. A. Biogás – uma energia limpa. **Revista Eletrônica Novo Enfoque**. 2011. Vol 13. 142-149 p.

SAUER, I. L. A gênese e a permanência da crise do setor elétrico no Brasil. **Revista USP**. São Paulo, 2015. Vol. 104. 145-174 p.

SCHAEFFER, R.; COHEN, C.; ALMEIDA, M. A.; ACHÃO, C. C.; CIMA, F. M. **Energia e pobreza: problemas de desenvolvimento energético e grupos sociais marginais em áreas rurais e urbanas do Brasil**. Unidade de Recursos Naturais e Energia – Divisão de Recursos Naturais e Infraestrutura – Comissão Econômica para América Latina e Caribe (CEPAL) – Nações Unidas. Santiago (Chile), 2003. Vol. 60.

SILVA, B. G. **Evolução do Setor Elétrico Brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Energia – EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

SILVA, J. M. **Análise da metodologia para o cálculo e dos mecanismos regulatórios para revisão da garantia física de centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente**. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia – Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2017.

SILVA, C. L.; NOWAKOWSKI, G. A. A.; SANTOYO, A. H.; LEON, V. E. P.; VILARDELL, M. C. Análise de possibilidade de expansão das Pequenas Centrais Hidroelétricas no Brasil: um estudo dos limitantes e potencialidades da cadeia produtiva à luz da sustentabilidade. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**. Curitiba, 2016. Vol 37. 47-72 p.

SILVA FILHO, D. **Dimensionamento de usinas hidroelétricas através de técnicas de otimização evolutiva**. 362 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos, 2003.

SIMBALISTA, O. C. R. L. Desafios regulatórios no setor elétrico. **Boletim Energético – Fundação Getúlio Vargas (FGV) Energia**. Rio de Janeiro, 2016.

SOKEI, C. T. **Modelo de sazonalização da energia assegurada de usinas hidrelétricas utilizando algoritmos genéticos**. 76 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia e Automação Elétricas) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

STERN, N. What is the economics of climate change? **World Economics**. 2006. Vol 7.

TAESA. **Sistema Interligado Nacional - SIN**. Disponível em < <http://institucional.taesa.com.br/a-taesa/nosso-negocio/sistema-interligado-nacional-sin/> > Acesso em 08/07/2017.

TEIXEIRA, E. C. O papel das políticas públicas no desenvolvimento local e na transformação da realidade. **AATR**. Salvador, 2002.

TEIXEIRA, P. M. M. **Monitorização da implementação das directivas comunitárias sobre a utilização de fontes renováveis de energia em Portugal**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2010.

TOZZINI, S.; PIGATTO, J. A. M.; ARAUJO, V. M. Valuation: Os modelos de avaliação de empresas em perspectiva. **8º CONGRESSO USP DE CONTROLADORIA E CONTABILIDADE**. São Paulo. 2008.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Maurício Tiomno Tolmasquim (coord) - Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE): Rio de Janeiro, 2016. 452 p.

VASCONCELLOS, C, L, V. **Aprimoramento do sistema equivalente de energia com vínculo hidráulico em problemas de planejamento energético de médio prazo**. Trabalho de Graduação. (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

VICHI, F. M.; MANSOR, M. T. C. Energia, meio ambiente e economia: o Brasil no contexto mundial. **Química Nova**. 2009. Vol 32. 757-767 p.

WALTER, A. As mudanças climáticas e a questão energética. **Revista Multiciência**. Campinas, 2007. Vol 8.

APÊNDICE A

Geração mensal de energia elétrica no SIN.

Geração de energia SIN (MWh)			
Mês	PCHs	UTES	Total SIN
jan/10	2056	3690	53785
fev/10	1851	4329	56394
mar/10	2030	4142	56434
abr/10	2047	4242	53906
mai/10	1987	5691	53426
jun/10	1748	7562	53051
jul/10	1622	7014	54035
ago/10	1451	9186	54267
set/10	1266	10620	55246
out/10	1494	9334	54681
nov/10	1901	8896	55447
dez/10	2249	6826	55712
jan/11	2441	4207	56172
fev/11	2406	4437	58832
mar/11	2586	4038	56758
abr/11	2557	3836	56135
mai/11	2102	5571	55010
jun/11	1946	6857	55075
jul/11	2046	6753	55593
ago/11	1965	6331	57393
set/11	1782	6095	57023
out/11	1958	6283	56571
nov/11	2082	6261	56872
dez/11	2352	5485	57107
jan/12	2558	4261	57323
fev/12	2393	4574	60404
mar/12	2232	4472	60861
abr/12	2114	7909	58570
mai/12	2155	8551	57043
jun/12	2188	7738	56498
jul/12	2066	7291	56591
ago/12	1828	8006	57999
set/12	1654	11081	58564
out/12	1800	13140	60376
nov/12	2262	14855	59234
dez/12	2273	13358	60283
jan/13	2661	12894	59483
fev/13	2686	12722	62024
mar/13	2987	11920	61159

abr/13	2933	12159	60250
mai/13	2347	14209	58938
jun/13	2503	14381	58369
jul/13	2358	12641	58751
ago/13	2271	13052	60005
set/13	2205	12982	60602
out/13	2282	12670	61417
nov/13	2307	13605	61960
dez/13	2812	11600	61182
jan/14	2786	11512	64675
fev/14	2246	14474	66505
mar/14	2693	15140	63152
abr/14	2752	15193	61642
mai/14	2396	17068	59879
jun/14	2466	16523	58516
jul/14	2298	16322	58714
ago/14	1962	17882	59435
set/14	2071	17348	61490
out/14	2063	18189	63046
nov/14	2253	17996	62412
dez/14	2703	17307	61559
jan/15	2493	15770	66621
fev/15	2653	15771	66673
mar/15	2581	15846	63472
abr/15	2522	15923	60663
mai/15	2566	16330	59092
jun/15	2560	17788	58498
jul/15	2502	16126	58311
ago/15	1899	16711	59477
set/15	2044	17152	61305
out/15	2229	16203	62928
nov/15	2512	16253	62318
dez/15	2907	14736	61826
jan/16	2977	12562	61145
fev/16	3137	11242	65970
mar/16	3176	10209	64100
abr/16	2591	12663	64894
mai/16	2425	11570	59638
jun/16	2217	11765	59639
jul/16	1987	11866	59127
ago/16	1916	13456	60350
set/16	1858	14224	60562
out/16	2060	14179	61197
nov/16	2509	13530	61807
dez/16	2933	9653	62006

APÊNDICE B

Conversão de energia gerada em capacidade instalada.

Mês	E _{PCH} (MWh)	E _{UTE} (MWh)	P _{UTE} (MW)	E _{UTE+PCH} (MW)	P _{UTE+PCH} (MW)
jan/10	2056	3690	4523	5746	7044
fev/10	1851	4329	5307	6180	7576
mar/10	2030	4142	5077	6172	7566
abr/10	2047	4242	5200	6289	7709
mai/10	1987	5691	6976	7678	9412
jun/10	1748	7562	9270	9310	11412
jul/10	1622	7014	8598	8636	10586
ago/10	1451	9186	11260	10637	13039
set/10	1266	10620	13018	11886	14570
out/10	1494	9334	11442	10828	13273
nov/10	1901	8896	10905	10797	13235
dez/10	2249	6826	8367	9075	11124
jan/11	2441	4207	5157	6648	8149
fev/11	2406	4437	5439	6843	8388
mar/11	2586	4038	4950	6624	8120
abr/11	2557	3836	4702	6393	7837
mai/11	2102	5571	6829	7673	9406
jun/11	1946	6857	8405	8803	10791
jul/11	2046	6753	8278	8799	10786
ago/11	1965	6331	7761	8296	10169
set/11	1782	6095	7471	7877	9656
out/11	1958	6283	7702	8241	10102
nov/11	2082	6261	7675	8343	10227
dez/11	2352	5485	6724	7837	9607
jan/12	2558	4261	5223	6819	8359
fev/12	2393	4574	5607	6967	8540
mar/12	2232	4472	5482	6704	8218
abr/12	2114	7909	9695	10023	12286
mai/12	2155	8551	10482	10706	13124
jun/12	2188	7738	9485	9926	12167
jul/12	2066	7291	8937	9357	11470
ago/12	1828	8006	9814	9834	12055
set/12	1654	11081	13583	12735	15611
out/12	1800	13140	16107	14940	18314
nov/12	2262	14855	18210	17117	20982
dez/12	2273	13358	16374	15631	19161
jan/13	2661	12894	15806	15555	19068
fev/13	2686	12722	15595	15408	18887
mar/13	2987	11920	14612	14907	18273
abr/13	2933	12159	14905	15092	18500

mai/13	2347	14209	17418	16556	20295
jun/13	2503	14381	17629	16884	20697
jul/13	2358	12641	15496	14999	18386
ago/13	2271	13052	15999	15323	18783
set/13	2205	12982	15914	15187	18617
out/13	2282	12670	15531	14952	18328
nov/13	2307	13605	16677	15912	19505
dez/13	2812	11600	14220	14412	17667
jan/14	2786	11512	14112	14298	17527
fev/14	2246	14474	17743	16720	20496
mar/14	2693	15140	18559	17833	21860
abr/14	2752	15193	18624	17945	21997
mai/14	2396	17068	20922	19464	23859
jun/14	2466	16523	20254	18989	23277
jul/14	2298	16322	20008	18620	22825
ago/14	1962	17882	21920	19844	24325
set/14	2071	17348	21266	19419	23804
out/14	2063	18189	22296	20252	24825
nov/14	2253	17996	22060	20249	24822
dez/14	2703	17307	21215	20010	24529
jan/15	2493	15770	19331	18263	22387
fev/15	2653	15771	19332	18424	22584
mar/15	2581	15846	19424	18427	22588
abr/15	2522	15923	19519	18445	22610
mai/15	2566	16330	20018	18896	23163
jun/15	2560	17788	21805	20348	24943
jul/15	2502	16126	19768	18628	22835
ago/15	1899	16711	20485	18610	22812
set/15	2044	17152	21025	19196	23531
out/15	2229	16203	19862	18432	22594
nov/15	2512	16253	19923	18765	23002
dez/15	2907	14736	18064	17643	21627
jan/16	2977	12562	15399	15539	19048
fev/16	3137	11242	13781	14379	17626
mar/16	3176	10209	12514	13385	16408
abr/16	2591	12663	15523	15254	18699
mai/16	2425	11570	14183	13995	17155
jun/16	2217	11765	14422	13982	17139
jul/16	1987	11866	14546	13853	16981
ago/16	1916	13456	16495	15372	18843
set/16	1858	14224	17436	16082	19714
out/16	2060	14179	17381	16239	19906
nov/16	2509	13530	16585	16039	19661
dez/16	2933	9653	11833	12586	15428

APÊNDICE C

Cálculo do custo de geração de energia elétrica.

Mês	C _{UTE} (R\$/MWh)	C _{UTE+PCH} (R\$/MWh)	C _{PCH} (R\$/MWh)	C _{PCH(VP)} (R\$/MWh)
jan/10	89,08	141,05	51,97	52,56
fev/10	106,09	151,74	45,66	46,18
mar/10	101,24	151,54	50,30	50,88
abr/10	103,84	154,47	50,62	51,21
mai/10	139,71	192,15	52,44	53,04
jun/10	188,72	249,06	60,35	61,04
jul/10	173,31	223,34	50,04	50,61
ago/10	244,06	311,70	67,64	68,42
set/10	310,78	389,05	78,27	79,17
out/10	250,05	322,26	72,22	73,05
nov/10	232,85	320,52	87,67	88,68
dez/10	168,28	239,69	71,41	72,23
jan/11	102,93	163,62	60,69	61,38
fev/11	108,84	168,73	59,89	60,57
mar/11	98,50	163,00	64,50	65,24
abr/11	93,09	157,09	64,00	64,74
mai/11	136,78	192,00	55,21	55,85
jun/11	169,10	229,39	60,29	60,98
jul/11	166,36	229,24	62,89	63,61
ago/11	155,52	211,63	56,11	56,75
set/11	149,63	198,19	48,56	49,12
out/11	154,32	209,81	55,49	56,13
nov/11	153,76	213,20	59,44	60,12
dez/11	134,69	196,96	62,26	62,98
jan/12	104,33	168,09	63,76	64,49
fev/12	112,31	172,04	59,73	60,42
mar/12	109,73	165,08	55,34	55,98
abr/12	199,18	280,52	81,34	82,27
mai/12	220,34	315,47	95,13	96,22
jun/12	193,95	275,95	82,01	82,95
jul/12	180,94	250,99	70,05	70,86
ago/12	202,22	271,71	69,49	70,29
set/12	336,92	454,06	117,14	118,48
out/12	489,08	680,56	191,48	193,68
nov/12	670,09	1004,26	334,17	338,01
dez/12	509,08	771,44	262,36	265,37
jan/13	467,48	760,93	293,44	296,82
fev/13	452,98	740,97	287,99	291,30
mar/13	391,45	676,48	285,03	288,31
abr/13	408,77	699,66	290,89	294,24

mai/13	595,32	910,06	314,74	318,36
jun/13	614,41	964,17	349,76	353,78
jul/13	446,31	687,92	241,60	244,38
ago/13	481,24	729,64	248,41	251,26
set/13	475,09	711,85	236,76	239,48
out/13	448,69	682,05	233,36	236,05
nov/13	532,74	811,43	278,68	281,89
dez/13	369,53	617,92	248,38	251,24
jan/14	363,75	605,13	241,37	244,15
fev/14	624,98	936,78	311,80	315,38
mar/14	705,80	1136,34	430,54	435,49
abr/14	712,63	1158,25	445,62	450,75
mai/14	995,71	1490,94	495,23	500,92
jun/14	904,76	1379,58	474,83	480,29
jul/14	873,07	1297,75	424,68	429,57
ago/14	1145,88	1585,05	439,17	444,22
set/14	1045,39	1480,10	434,71	439,71
out/14	1207,19	1691,22	484,03	489,59
nov/14	1168,34	1690,42	522,07	528,08
dez/14	1037,98	1627,60	589,61	596,39
jan/15	790,99	1222,36	431,37	436,33
fev/15	791,14	1255,91	464,77	470,12
mar/15	801,87	1256,54	454,67	459,90
abr/15	813,03	1260,34	447,31	452,45
mai/15	874,31	1358,58	484,27	489,84
jun/15	1127,63	1716,98	589,35	596,13
jul/15	843,11	1299,49	456,38	461,63
ago/15	935,29	1295,59	360,30	364,44
set/15	1010,40	1427,27	416,87	421,66
out/15	854,77	1257,60	402,83	407,46
nov/15	862,42	1329,43	467,01	472,38
dez/15	655,68	1099,96	444,28	449,39
jan/16	439,91	758,73	318,82	322,49
fev/16	346,66	614,19	267,52	270,60
mar/16	289,54	511,61	222,08	224,63
abr/16	448,11	720,57	272,46	275,59
mai/16	367,55	572,37	204,81	207,17
jun/16	380,65	571,00	190,35	192,53
jul/16	387,65	557,61	169,96	171,92
ago/16	518,34	736,15	217,81	220,32
set/16	596,96	836,51	239,54	242,30
out/16	592,05	860,27	268,22	271,31
nov/16	525,44	830,10	304,66	308,16
dez/16	263,60	441,85	178,24	180,29

APÊNDICE D

Fator de emissão de CO₂ equivalente para cada UTE, com base em Florez Orrego (2014) e Miranda (2012).

No	Combustível	Custo (R\$/MWh)	Capacidade Instalada (MW)	Energia Gerada (MWh)	FE (tCO ₂ eq/MWh) Florez Orrego (2014)	FE (tCO ₂ eq/MWh) Miranda (2012)
1	Resíduos I	0,00	255,00	208,02	0,00	0,00
2	Gas	0,00	85,00	69,34	0,48	0,52
3	Gas	0,00	75,00	61,18	0,48	0,52
4	Gas	0,00	67,00	54,66	0,48	0,52
5	Gas	0,00	66,00	53,84	0,48	0,52
6	Resíduos I	0,00	255,00	208,02	0,00	0,00
7	Gas	0,00	93,00	75,87	0,48	0,52
8	Nuclear	20,12	1350,00	1101,30	0,03	0,01
9	Nuclear	29,13	640,00	522,10	0,03	0,01
10	CONTRATO	43,02	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Gas	49,66	400,00	326,31	0,48	0,52
12	Carvão	50,00	0,00	0,00	0,89	1,14
13	CONTRATO	53,10	0,00	0,00	0,00	0,00
14	CONTRATO	53,10	0,00	0,00	0,00	0,00
15	CONTRATO	53,10	0,00	0,00	0,00	0,00
16	CONTRATO	53,10	0,00	0,00	0,00	0,00
17	CONTRATO	53,10	0,00	0,00	0,00	0,00
18	Gas	58,66	100,00	81,58	0,48	0,52
19	Biomassa	60,00	0,00	0,00	0,10	0,10
20	Gas	61,50	0,00	0,00	0,48	0,52
21	Biomassa	65,00	0,00	0,00	0,10	0,10
22	Gas	74,91	519,00	423,39	0,48	0,52
23	Carvão	76,58	350,00	285,52	0,89	1,14
24	Gas	88,08	530,00	432,36	0,48	0,52
25	Gas	88,97	56,00	45,68	0,48	0,52
26	Biomassa	89,70	0,00	0,00	0,10	0,10
27	Biomassa	90,00	0,00	0,00	0,10	0,10
28	Biomassa	90,00	0,00	0,00	0,10	0,10
29	Gas	95,26	533,00	434,81	0,48	0,52
30	Gas	104,93	338,00	275,73	0,48	0,52
31	Gas	104,93	338,00	275,73	0,48	0,52
32	Gas	111,11	200,00	163,16	0,48	0,52
33	GNL	112,21	500,00	407,89	0,48	0,52
34	Carvão	115,90	126,00	102,79	0,89	1,14
35	Carvão	115,90	320,00	261,05	0,89	1,14

36	Gas	122,68	0,00	0,00	0,48	0,52
37	Carvao	123,28	720,00	587,36	0,89	1,14
38	Biomassa	125,00	0,00	0,00	0,10	0,10
39	Biomassa	126,77	0,00	0,00	0,10	0,10
40	Carvao	129,37	360,00	293,68	0,89	1,14
41	Carvao	134,25	365,00	297,76	0,89	1,14
42	Gas	139,88	327,00	266,76	0,48	0,52
43	Carvao	155,85	363,00	296,13	0,89	1,14
44	GNL	166,22	204,00	166,42	0,48	0,52
45	Residuos I	170,54	235,00	191,71	0,00	0,00
46	Gas	182,04	0,00	0,00	0,48	0,52
47	Gas	182,04	134,00	109,31	0,48	0,52
48	Carvao	186,33	262,00	213,73	0,89	1,14
49	Carvao	195,49	132,00	107,68	0,89	1,14
50	Gas	198,80	0,00	0,00	0,48	0,52
51	Gas	203,00	178,00	145,21	0,48	0,52
52	Gas	213,84	87,00	70,97	0,48	0,52
53	Gas	215,48	0,00	0,00	0,48	0,52
54	Gas	215,48	770,00	628,15	0,48	0,52
55	Gas	232,56	127,00	103,60	0,48	0,52
56	Carvao	248,31	20,00	16,32	0,89	1,14
57	Carvao	258,42	100,00	81,58	0,89	1,14
58	Gas	264,01	0,00	0,00	0,48	0,52
59	Biomassa	274,63	4,00	3,26	0,10	0,10
60	Gas	279,04	186,00	151,74	0,48	0,52
61	Gas	281,83	0,00	0,00	0,48	0,52
62	Gas	281,83	321,00	261,87	0,48	0,52
63	Oleo	288,94	201,00	163,97	0,73	0,78
64	Gas	295,54	0,00	0,00	0,48	0,52
65	Gas	295,54	157,00	128,08	0,48	0,52
66	Gas	297,27	206,00	168,05	0,48	0,52
67	Gas	300,62	59,00	48,13	0,48	0,52
68	Gas	300,62	529,00	431,55	0,48	0,52
69	Gas	301,36	138,00	112,58	0,48	0,52
70	Gas	301,94	216,00	176,21	0,48	0,52
71	Oleo	302,19	166,00	135,42	0,73	0,78
72	Gas	303,29	226,00	184,37	0,48	0,52
73	Gas	304,51	266,00	217,00	0,48	0,52
74	Gas	305,82	65,00	53,03	0,48	0,52
75	Oleo	310,41	436,00	355,68	0,73	0,78
76	Gas	314,63	368,00	300,21	0,48	0,52
77	Gas	317,28	223,00	181,92	0,48	0,52
78	Oleo	332,20	168,00	137,05	0,73	0,78
79	Oleo	339,00	381,00	310,81	0,73	0,78
80	Oleo	345,25	50,00	40,79	0,73	0,78
81	Oleo	349,20	166,00	135,42	0,73	0,78

82	Oleo	349,20	166,00	135,42	0,73	0,78
83	Oleo	349,21	169,00	137,87	0,73	0,78
84	Oleo	349,21	175,00	142,76	0,73	0,78
85	Oleo	351,67	171,00	139,50	0,73	0,78
86	Oleo	351,67	171,00	139,50	0,73	0,78
87	Oleo	397,58	149,00	121,55	0,73	0,78
88	Oleo	397,58	149,00	121,55	0,73	0,78
89	Gas	399,02	572,00	466,63	0,48	0,52
90	Gas	411,92	110,00	89,74	0,48	0,52
91	Gas	470,34	200,00	163,16	0,48	0,52
92	Gas	486,20	640,00	522,10	0,48	0,52
93	Carvao	486,49	20,00	16,32	0,89	1,14
94	Gas	503,54	929,00	757,86	0,48	0,52
95	Biomassa	510,12	30,00	24,47	0,10	0,10
96	Oleo	512,22	31,00	25,29	0,73	0,78
97	Oleo	575,00	150,00	122,37	0,73	0,78
98	Diesel	591,98	176,00	143,58	0,73	0,83
99	Diesel	595,99	25,00	20,39	0,73	0,83
100	Oleo	598,38	147,00	119,92	0,73	0,78
101	Oleo	598,38	150,00	122,37	0,73	0,78
102	Diesel	640,96	58,00	47,32	0,73	0,83
103	Diesel	645,12	11,00	8,97	0,73	0,83
104	Diesel	645,12	11,00	8,97	0,73	0,83
105	Diesel	645,12	13,00	10,61	0,73	0,83
106	Diesel	645,12	13,00	10,61	0,73	0,83
107	Diesel	645,12	13,00	10,61	0,73	0,83
108	Diesel	645,12	13,00	10,61	0,73	0,83
109	Diesel	645,12	13,00	10,61	0,73	0,83
110	Diesel	645,12	15,00	12,24	0,73	0,83
111	Diesel	645,12	15,00	12,24	0,73	0,83
112	Diesel	645,12	15,00	12,24	0,73	0,83
113	Diesel	645,12	15,00	12,24	0,73	0,83
114	Oleo	653,43	131,00	106,87	0,73	0,78
115	Oleo	656,51	136,00	110,95	0,73	0,78
116	Oleo	678,04	340,00	277,37	0,73	0,78
117	Diesel	698,14	249,00	203,13	0,73	0,83
118	Gas	710,65	485,00	395,65	0,48	0,52
119	Diesel	750,69	44,00	35,89	0,73	0,83
120	Diesel	756,81	53,00	43,24	0,73	0,83
121	Diesel	756,81	66,00	53,84	0,73	0,83
122	Diesel	778,08	140,00	114,21	0,73	0,83
123	Oleo	780,00	24,00	19,58	0,73	0,78
124	Oleo	784,21	25,00	20,39	0,73	0,78
125	Diesel	794,72	40,00	32,63	0,73	0,83
126	Diesel	808,99	40,00	32,63	0,73	0,83
127	Diesel	815,43	42,00	34,26	0,73	0,83

128	Diesel	839,05	94,00	76,68	0,73	0,83
129	Diesel	839,05	143,00	116,66	0,73	0,83
130	Gas	896,88	6,00	4,89	0,48	0,52
131	Diesel	898,56	50,00	40,79	0,73	0,83
132	Oleo	937,00	36,00	29,37	0,73	0,78
133	Diesel	943,88	347,00	283,08	0,73	0,83
134	Diesel	1047,38	10,00	8,16	0,73	0,83
135	Diesel	1076,15	54,00	44,05	0,73	0,83

APÊNDICE E

Fator de emissão de CO₂ equivalente mensal com o critério de Florez Orrego (2014).

Mês	(FE _{UTE+PCH} - FE _{UTE})	FE _{PCH}	FEevitado
jan/10	0,441	0,004	0,436
fev/10	0,633	0,004	0,628
mar/10	0,618	0,004	0,614
abr/10	0,640	0,004	0,636
mai/10	0,930	0,004	0,926
jun/10	0,455	0,004	0,451
jul/10	0,312	0,004	0,307
ago/10	0,290	0,004	0,286
set/10	0,515	0,004	0,511
out/10	0,510	0,004	0,506
nov/10	0,573	0,004	0,569
dez/10	0,718	0,004	0,713
jan/11	0,675	0,004	0,671
fev/11	0,711	0,004	0,707
mar/11	0,661	0,004	0,656
abr/11	0,626	0,004	0,621
mai/11	0,905	0,004	0,901
jun/11	0,539	0,004	0,535
jul/11	0,557	0,004	0,553
ago/11	0,837	0,004	0,833
set/11	0,703	0,004	0,698
out/11	0,837	0,004	0,832
nov/11	0,831	0,004	0,826
dez/11	0,752	0,004	0,748
jan/12	0,542	0,004	0,538
fev/12	0,733	0,004	0,729
mar/12	0,703	0,004	0,699
abr/12	0,559	0,004	0,555
mai/12	0,520	0,004	0,516
jun/12	0,428	0,004	0,424
jul/12	0,513	0,004	0,509
ago/12	0,571	0,004	0,567
set/12	0,504	0,004	0,500
out/12	0,661	0,004	0,657
nov/12	0,405	0,004	0,400

dez/12	0,650	0,004	0,646
jan/13	0,548	0,004	0,544
fev/13	0,776	0,004	0,772
mar/13	0,717	0,004	0,713
abr/13	0,736	0,004	0,732
mai/13	0,471	0,004	0,467
jun/13	0,455	0,004	0,451
jul/13	0,775	0,004	0,770
ago/13	0,674	0,004	0,670
set/13	0,673	0,004	0,669
out/13	0,779	0,004	0,775
nov/13	0,648	0,004	0,643
dez/13	0,689	0,004	0,685
jan/14	0,707	0,004	0,703
fev/14	0,989	0,004	0,984
mar/14	0,993	0,004	0,988
abr/14	0,992	0,004	0,987
mai/14	0,623	0,004	0,619
jun/14	0,764	0,004	0,759
jul/14	0,745	0,004	0,741
ago/14	0,677	0,004	0,673
set/14	0,645	0,004	0,641
out/14	0,679	0,004	0,675
nov/14	0,683	0,004	0,679
dez/14	0,793	0,004	0,788
jan/15	0,690	0,004	0,686
fev/15	0,693	0,004	0,688
mar/15	0,699	0,004	0,694
abr/15	0,705	0,004	0,701
mai/15	0,744	0,004	0,740
jun/15	0,688	0,004	0,684
jul/15	0,725	0,004	0,721
ago/15	0,799	0,004	0,795
set/15	0,843	0,004	0,838
out/15	0,733	0,004	0,729
nov/15	0,737	0,004	0,733
dez/15	0,432	0,004	0,428
jan/16	0,640	0,004	0,635
fev/16	0,665	0,004	0,661
mar/16	0,546	0,004	0,542
abr/16	0,772	0,004	0,768
mai/16	0,680	0,004	0,676
jun/16	0,697	0,004	0,693
jul/16	0,706	0,004	0,702
ago/16	0,844	0,004	0,839
set/16	0,466	0,004	0,461

out/16	0,473	0,004	0,468
nov/16	0,635	0,004	0,630
dez/16	0,522	0,004	0,518

APÊNDICE F

Fator de emissão de CO₂ equivalente mensal com o critério de Miranda (2012).

Mês	(FE _{UTE+PCH} - FE _{UTE})	FE _{PCH}	FEevitado
jan/10	0,451	0,086	0,365
fev/10	0,746	0,086	0,660
mar/10	0,723	0,086	0,637
abr/10	0,757	0,086	0,671
mai/10	1,202	0,086	1,116
jun/10	0,499	0,086	0,413
jul/10	0,372	0,086	0,286
ago/10	0,221	0,086	0,135
set/10	0,552	0,086	0,466
out/10	0,558	0,086	0,472
nov/10	0,655	0,086	0,569
dez/10	0,895	0,086	0,809
jan/11	0,811	0,086	0,725
fev/11	0,866	0,086	0,780
mar/11	0,789	0,086	0,703
abr/11	0,735	0,086	0,649
mai/11	1,163	0,086	1,077
jun/11	0,624	0,086	0,538
jul/11	0,651	0,086	0,565
ago/11	1,059	0,086	0,973
set/11	0,853	0,086	0,767
out/11	1,059	0,086	0,973
nov/11	1,052	0,086	0,966
dez/11	0,929	0,086	0,843
jan/12	0,607	0,086	0,521
fev/12	0,900	0,086	0,814
mar/12	0,854	0,086	0,768
abr/12	0,654	0,086	0,568
mai/12	0,593	0,086	0,507
jun/12	0,452	0,086	0,366
jul/12	0,584	0,086	0,498
ago/12	0,675	0,086	0,589
set/12	0,540	0,086	0,454
out/12	0,711	0,086	0,625
nov/12	0,433	0,086	0,347
dez/12	0,699	0,086	0,613
jan/13	0,588	0,086	0,502
fev/13	0,836	0,086	0,750
mar/13	0,771	0,086	0,685

abr/13	0,793	0,086	0,707
mai/13	0,504	0,086	0,418
jun/13	0,487	0,086	0,401
jul/13	0,834	0,086	0,748
ago/13	0,725	0,086	0,639
set/13	0,723	0,086	0,637
out/13	0,839	0,086	0,753
nov/13	0,696	0,086	0,610
dez/13	0,741	0,086	0,655
jan/14	0,761	0,086	0,675
fev/14	1,067	0,086	0,981
mar/14	1,072	0,086	0,986
abr/14	1,070	0,086	0,984
mai/14	0,680	0,086	0,594
jun/14	0,830	0,086	0,744
jul/14	0,811	0,086	0,725
ago/14	0,748	0,086	0,662
set/14	0,706	0,086	0,620
out/14	0,792	0,086	0,706
nov/14	0,758	0,086	0,672
dez/14	0,900	0,086	0,814
jan/15	0,747	0,086	0,661
fev/15	0,781	0,086	0,695
mar/15	0,788	0,086	0,702
abr/15	0,797	0,086	0,711
mai/15	0,808	0,086	0,722
jun/15	0,795	0,086	0,709
jul/15	0,788	0,086	0,702
ago/15	0,871	0,086	0,785
set/15	0,960	0,086	0,874
out/15	0,832	0,086	0,746
nov/15	0,801	0,086	0,715
dez/15	0,462	0,086	0,376
jan/16	0,687	0,086	0,601
fev/16	0,715	0,086	0,629
mar/16	0,591	0,086	0,505
abr/16	0,832	0,086	0,746
mai/16	0,731	0,086	0,645
jun/16	0,750	0,086	0,664
jul/16	0,759	0,086	0,673
ago/16	0,910	0,086	0,824
set/16	0,498	0,086	0,412
out/16	0,506	0,086	0,420
nov/16	0,682	0,086	0,596
dez/16	0,565	0,086	0,479

APÊNDICE G

Conversões econômicas para o SCC.

Mês	SCC _{dólares} (jan/2015)	Prime Rate (mensal)	SCC _{dólares}	Câmbio (R\$/US\$)	SCC _{reais}	Taxa SELIC (mensal)	SCC _{VP} (R\$)
jan/10	36,00	0,27%	30,68	1,87	57,52	1,09%	195,34
fev/10	36,00	0,27%	30,76	1,81	55,71	1,09%	187,16
mar/10	36,00	0,27%	30,84	1,78	54,93	0,93%	182,56
abr/10	36,00	0,27%	30,93	1,73	53,52	1,04%	176,23
mai/10	36,00	0,27%	31,01	1,82	56,33	1,04%	183,58
jun/10	36,00	0,27%	31,09	1,80	56,01	1,16%	180,65
jul/10	36,00	0,27%	31,17	1,76	54,78	1,21%	174,65
ago/10	36,00	0,27%	31,26	1,76	54,89	1,21%	172,91
set/10	36,00	0,27%	31,34	1,69	53,10	1,34%	165,27
out/10	36,00	0,27%	31,42	1,70	53,47	1,34%	164,21
nov/10	36,00	0,27%	31,51	1,72	54,07	1,34%	163,88
dez/10	36,00	0,27%	31,59	1,67	52,64	1,21%	157,43
jan/11	36,00	0,27%	31,68	1,67	53,01	1,27%	156,64
fev/11	36,00	0,27%	31,76	1,66	52,76	1,27%	153,95
mar/11	36,00	0,27%	31,85	1,63	51,87	1,46%	149,45
abr/11	36,00	0,27%	31,93	1,57	50,24	1,49%	142,67
mai/11	36,00	0,27%	32,02	1,58	50,58	1,49%	141,54
jun/11	36,00	0,27%	32,10	1,56	50,11	1,33%	138,17
jul/11	36,00	0,27%	32,19	1,56	50,09	1,40%	136,30
ago/11	36,00	0,27%	32,27	1,59	51,22	1,40%	137,45
set/11	36,00	0,27%	32,36	1,85	60,01	1,48%	158,80
out/11	36,00	0,27%	32,45	1,69	54,78	1,21%	142,86
nov/11	36,00	0,27%	32,53	1,81	58,91	1,21%	151,79
dez/11	36,00	0,27%	32,62	1,88	61,19	1,45%	155,76
jan/12	36,00	0,27%	32,71	1,74	56,88	1,30%	142,73
fev/12	36,00	0,27%	32,79	1,71	56,05	1,30%	138,84
mar/12	36,00	0,27%	32,88	1,82	59,91	1,07%	146,51
abr/12	36,00	0,27%	32,97	1,89	62,37	0,99%	150,90
mai/12	36,00	0,27%	33,06	2,02	66,85	0,93%	160,16
jun/12	36,00	0,27%	33,15	2,02	67,00	0,93%	159,02
jul/12	36,00	0,27%	33,23	2,05	68,13	1,06%	160,21
ago/12	36,00	0,27%	33,32	2,04	67,88	0,82%	157,97
set/12	36,00	0,27%	33,41	2,03	67,84	0,82%	156,60
out/12	36,00	0,27%	33,50	2,03	68,05	0,88%	155,79
nov/12	36,00	0,27%	33,59	2,11	70,79	0,91%	160,65
dez/12	36,00	0,27%	33,68	2,04	68,82	0,91%	154,78

jan/13	36,00	0,27%	33,77	1,99	67,14	0,90%	149,64
fev/13	36,00	0,27%	33,86	1,98	66,89	0,90%	147,74
mar/13	36,00	0,27%	33,95	2,01	68,37	0,80%	149,66
abr/13	36,00	0,27%	34,04	2,00	68,14	0,82%	147,98
mai/13	36,00	0,27%	34,13	2,13	72,76	0,88%	156,74
jun/13	36,00	0,27%	34,22	2,22	75,82	0,88%	161,90
jul/13	36,00	0,27%	34,31	2,29	78,59	1,13%	166,34
ago/13	36,00	0,27%	34,41	2,37	81,63	1,02%	170,84
set/13	36,00	0,27%	34,50	2,23	76,93	1,02%	159,38
out/13	36,00	0,27%	34,59	2,20	76,19	1,22%	156,25
nov/13	36,00	0,27%	34,68	2,32	80,63	1,24%	163,38
dez/13	36,00	0,27%	34,77	2,34	81,46	1,24%	163,04
jan/14	36,00	0,27%	34,87	2,43	84,60	1,18%	167,24
fev/14	36,00	0,27%	34,96	2,33	81,58	0,93%	159,38
mar/14	36,00	0,27%	35,05	2,26	79,33	0,93%	153,56
abr/14	36,00	0,27%	35,15	2,24	78,59	1,53%	150,73
mai/14	36,00	0,27%	35,24	2,24	78,90	1,41%	149,06
jun/14	36,00	0,27%	35,33	2,20	77,82	1,41%	144,97
jul/14	36,00	0,27%	35,43	2,27	80,33	1,45%	147,56
ago/14	36,00	0,27%	35,52	2,24	79,56	1,45%	144,05
set/14	36,00	0,27%	35,62	2,45	87,30	1,66%	155,81
out/14	36,00	0,27%	35,71	2,44	87,29	1,05%	153,25
nov/14	36,00	0,27%	35,81	2,56	91,67	1,05%	159,27
dez/14	36,00	0,27%	35,90	2,66	95,37	1,45%	163,97
jan/15	36,00	0,27%	36,00	2,66	95,84	1,28%	162,43
fev/15	36,00	0,27%	36,10	2,88	103,89	1,28%	173,85
mar/15	36,00	0,27%	36,19	3,21	116,11	1,81%	191,83
abr/15	36,00	0,27%	36,29	2,99	108,63	1,18%	176,30
mai/15	36,00	0,27%	36,39	3,18	115,66	1,18%	185,51
jun/15	36,00	0,27%	36,48	3,10	113,19	2,00%	179,43
jul/15	36,00	0,27%	36,58	3,39	124,15	1,32%	192,95
ago/15	36,00	0,27%	36,68	3,65	133,75	1,32%	205,16
set/15	36,00	0,27%	36,78	3,97	146,11	1,75%	221,19
out/15	36,00	0,27%	36,87	3,86	142,29	1,27%	211,71
nov/15	36,00	0,27%	36,97	3,85	142,37	2,02%	209,16
dez/15	36,00	0,27%	37,08	3,90	144,78	2,02%	208,50
jan/16	36,00	0,27%	37,18	4,04	150,33	1,48%	212,21
fev/16	36,00	0,27%	37,29	3,98	148,41	1,48%	206,43
mar/16	36,00	0,27%	37,40	3,56	133,10	2,02%	182,44
abr/16	36,00	0,27%	37,51	3,45	129,43	1,53%	173,89
mai/16	36,00	0,27%	37,61	3,60	135,23	1,53%	178,95
jun/16	36,00	0,27%	37,72	3,21	121,08	1,59%	157,81
jul/16	36,00	0,27%	37,83	3,24	122,53	1,59%	157,21
ago/16	36,00	0,27%	37,94	3,24	122,93	1,59%	155,25
set/16	36,00	0,27%	38,05	3,25	123,51	1,75%	153,54

out/16	36,00	0,27%	38,16	3,18	121,38	1,46%	148,30
nov/16	36,00	0,27%	38,27	3,40	129,98	1,46%	156,52
dez/16	36,00	0,27%	38,38	3,26	125,10	1,53%	148,47

APÊNDICE H

Resultados obtidos para o Valor Ambiental pelo critério de Florez Orrego (2014).

Mês	SCC _{VP} (R\$)	FEevitado	VA _{PCH}
jan/10	195,34	0,436	85,23
fev/10	187,16	0,628	117,59
mar/10	182,56	0,614	112,02
abr/10	176,23	0,636	112,05
mai/10	183,58	0,926	169,98
jun/10	180,65	0,451	81,50
jul/10	174,65	0,307	53,66
ago/10	172,91	0,286	49,38
set/10	165,27	0,511	84,46
out/10	164,21	0,506	83,04
nov/10	163,88	0,569	93,27
dez/10	157,43	0,713	112,32
jan/11	156,64	0,671	105,05
fev/11	153,95	0,707	108,77
mar/11	149,45	0,656	98,06
abr/11	142,67	0,621	88,64
mai/11	141,54	0,901	127,46
jun/11	138,17	0,535	73,85
jul/11	136,30	0,553	75,32
ago/11	137,45	0,833	114,44
set/11	158,80	0,698	110,90
out/11	142,86	0,832	118,91
nov/11	151,79	0,826	125,42
dez/11	155,76	0,748	116,44
jan/12	142,73	0,538	76,77
fev/12	138,84	0,729	101,21
mar/12	146,51	0,699	102,38
abr/12	150,90	0,555	83,77
mai/12	160,16	0,516	82,57
jun/12	159,02	0,424	67,44
jul/12	160,21	0,509	81,56
ago/12	157,97	0,567	89,56
set/12	156,60	0,500	78,23
out/12	155,79	0,657	102,30
nov/12	160,65	0,400	64,29

dez/12	154,78	0,646	99,96
jan/13	149,64	0,544	81,38
fev/13	147,74	0,772	113,98
mar/13	149,66	0,713	106,64
abr/13	147,98	0,732	108,33
mai/13	156,74	0,467	73,15
jun/13	161,90	0,451	73,01
jul/13	166,34	0,770	128,12
ago/13	170,84	0,670	114,47
set/13	159,38	0,669	106,55
out/13	156,25	0,775	121,08
nov/13	163,38	0,643	105,11
dez/13	163,04	0,685	111,60
jan/14	167,24	0,703	117,50
fev/14	159,38	0,984	156,89
mar/14	153,56	0,988	151,76
abr/14	150,73	0,987	148,80
mai/14	149,06	0,619	92,26
jun/14	144,97	0,759	110,10
jul/14	147,56	0,741	109,36
ago/14	144,05	0,673	96,89
set/14	155,81	0,641	99,84
out/14	153,25	0,675	103,45
nov/14	159,27	0,679	108,13
dez/14	163,97	0,788	129,27
jan/15	162,43	0,686	111,44
fev/15	173,85	0,688	119,66
mar/15	191,83	0,694	133,20
abr/15	176,30	0,701	123,61
mai/15	185,51	0,740	137,24
jun/15	179,43	0,684	122,73
jul/15	192,95	0,721	139,03
ago/15	205,16	0,795	163,05
set/15	221,19	0,838	185,44
out/15	211,71	0,729	154,30
nov/15	209,16	0,733	153,27
dez/15	208,50	0,428	89,18
jan/16	212,21	0,635	134,84
fev/16	206,43	0,661	136,40
mar/16	182,44	0,542	98,84
abr/16	173,89	0,768	133,52
mai/16	178,95	0,676	120,91
jun/16	157,81	0,693	109,30
jul/16	157,21	0,702	110,29
ago/16	155,25	0,839	130,31
set/16	153,54	0,461	70,83

out/16	148,30	0,468	69,46
nov/16	156,52	0,630	98,64
dez/16	148,47	0,518	76,85

APÊNDICE I

Resultados obtidos para o Valor Ambiental pelo critério de Miranda (2012).

Mês	SCC _{VP} (R\$)	FEevitado	VA _{PCH}
jan/10	195,34	0,365	71,37
fev/10	187,16	0,660	123,48
mar/10	182,56	0,637	116,33
abr/10	176,23	0,671	118,30
mai/10	183,58	1,116	204,90
jun/10	180,65	0,413	74,55
jul/10	174,65	0,286	49,95
ago/10	172,91	0,135	23,27
set/10	165,27	0,466	77,03
out/10	164,21	0,472	77,53
nov/10	163,88	0,569	93,31
dez/10	157,43	0,809	127,44
jan/11	156,64	0,725	113,52
fev/11	153,95	0,780	120,04
mar/11	149,45	0,703	104,99
abr/11	142,67	0,649	92,59
mai/11	141,54	1,077	152,46
jun/11	138,17	0,538	74,34
jul/11	136,30	0,565	76,97
ago/11	137,45	0,973	133,74
set/11	158,80	0,767	121,83
out/11	142,86	0,973	138,96
nov/11	151,79	0,966	146,58
dez/11	155,76	0,843	131,24
jan/12	142,73	0,521	74,37
fev/12	138,84	0,814	113,03
mar/12	146,51	0,768	112,49
abr/12	150,90	0,568	85,70
mai/12	160,16	0,507	81,21
jun/12	159,02	0,366	58,24
jul/12	160,21	0,498	79,75
ago/12	157,97	0,589	93,07
set/12	156,60	0,454	71,02
out/12	155,79	0,625	97,30
nov/12	160,65	0,347	55,69
dez/12	154,78	0,613	94,84
jan/13	149,64	0,502	75,08
fev/13	147,74	0,750	110,75
mar/13	149,66	0,685	102,58

abr/13	147,98	0,707	104,57
mai/13	156,74	0,418	65,48
jun/13	161,90	0,401	64,86
jul/13	166,34	0,748	124,46
ago/13	170,84	0,639	109,20
set/13	159,38	0,637	101,61
out/13	156,25	0,753	117,71
nov/13	163,38	0,610	99,67
dez/13	163,04	0,655	106,77
jan/14	167,24	0,675	112,82
fev/14	159,38	0,981	156,41
mar/14	153,56	0,986	151,35
abr/14	150,73	0,984	148,39
mai/14	149,06	0,594	88,57
jun/14	144,97	0,744	107,88
jul/14	147,56	0,725	106,94
ago/14	144,05	0,662	95,40
set/14	155,81	0,620	96,55
out/14	153,25	0,706	108,21
nov/14	159,27	0,672	107,00
dez/14	163,97	0,814	133,52
jan/15	162,43	0,661	107,36
fev/15	173,85	0,695	120,78
mar/15	191,83	0,702	134,75
abr/15	176,30	0,711	125,34
mai/15	185,51	0,722	134,02
jun/15	179,43	0,709	127,19
jul/15	192,95	0,702	135,39
ago/15	205,16	0,785	161,02
set/15	221,19	0,874	193,29
out/15	211,71	0,746	157,90
nov/15	209,16	0,715	149,55
dez/15	208,50	0,376	78,47
jan/16	212,21	0,601	127,63
fev/16	206,43	0,629	129,86
mar/16	182,44	0,505	92,15
abr/16	173,89	0,746	129,66
mai/16	178,95	0,645	115,47
jun/16	157,81	0,664	104,74
jul/16	157,21	0,673	105,87
ago/16	155,25	0,824	127,85
set/16	153,54	0,412	63,24
out/16	148,30	0,420	62,23
nov/16	156,52	0,596	93,25
dez/16	148,47	0,479	71,16